



HAL
open science

Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme

Stéphanie Bouckaert

► **To cite this version:**

Stéphanie Bouckaert. Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme. Autre. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2013. Français. NNT : 2013ENMP0056 . pastel-00959266

HAL Id: pastel-00959266

<https://pastel.hal.science/pastel-00959266>

Submitted on 14 Mar 2014

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.

École doctorale n° 84 : Sciences et Technologies
de l'information et de la communication

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité “ Contrôle, Optimisation, Prospective ”

présentée et soutenue publiquement par

Stéphanie BOUCKAERT

le 19 décembre 2013

**Contribution des Smart Grids à la transition énergétique :
évaluation dans des scénarios long terme**

Directeur de thèse : **Mme Nadia MAIZI**

Jury

M. Nouredine HADJSAID, Professeur, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble, Grenoble INP

M. Yves SMEERS, Professeur, CORE, Université Catholique de Louvain

M. Yannick PHULPIN, Docteur, EFESE, EDF R&D

M. Vincent MAZURIC, Docteur, Strategy & Innovation, Schneider Electric

M. Edi ASSOUMOU, Docteur, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech

Mme Nadia MAÏZI, Professeur, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech

M. Frédéric VERDOL, Power Engineer, Sustainable Development Dpt. Banque Mondiale

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examineur

Examinatrice

Invité

**T
H
È
S
E**

MINES ParisTech

Centre de Mathématiques Appliquées

Rue Claude Daunesse, CS10 207, 06904 Sophia Antipolis Cedex, France

Remerciements

Je tiens à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer mes travaux de thèse et de s'être déplacés (pour certains de très loin) pour assister à ma soutenance de thèse. Je remercie Monsieur Nouredine Hadj-Saïd et Monsieur Yves Smeers d'avoir accepté la responsabilité de rapporteurs de ma thèse et du temps qu'ils ont consacré à cette tâche. Je remercie également Monsieur Yannick Phulpin, Monsieur Frédéric Verdol, Monsieur Edi Assoumou et Monsieur Vincent Mazauric pour l'intérêt qu'ils portent à mes travaux et leur présence dans le jury.

Je remercie très chaleureusement Nadia Maïzi, ma directrice de thèse pour ses conseils et son soutien tout au long de ces années de thèse. En finissant mes études d'ingénieur, je pensais ne jamais faire de thèse et c'est au travers de mon stage de mastère OSE au sein du CMA que j'ai découvert la prospective mais aussi une équipe des plus sympathiques. Je lui suis très reconnaissante pour la confiance qu'elle m'a accordée en me proposant ce travail de thèse mais aussi tout au long de ces années lorsqu'elle m'a notamment permis de participer à de nombreuses conférences internationales. J'adresse également de très sincères remerciements à Vincent Mazauric pour l'ensemble de ses conseils, pour toute son aide, sa sympathie et d'avoir suivi de si près ce travail de thèse. Mes travaux reposent sur un nombre important de données. Pour pouvoir modéliser au mieux les demandes électriques suivant différentes catégories de ménage, j'ai eu la chance de pouvoir accéder aux bases de données de l'OER (Observatoire Energie Réunion) et d'EDF-SEI. Je remercie sincèrement Madame Gaëlle Gilboire de m'avoir fourni leur base de données liée à leur enquête *Consommation énergétique des ménages réunionnais* réalisée en 2010. Je remercie également Monsieur Vincent Grellier de m'avoir fourni les bases de données d'EDF-SEI utilisées pour leur prévision de consommation. Je le remercie également de m'avoir fait l'honneur d'assister à ma soutenance de thèse.

Mes trois années de thèse se sont déroulées au Centre de Mathématiques Appliquées, et, *à* Au CMA, on est sympa ! *à*. Cette petite phrase représente bien l'état d'esprit de ce petit centre de recherche des plus dynamiques. Je remercie toutes les personnes qui m'ont, de près ou de loin, apporté leur aide et leur soutien tout au long de ces années. Merci tout d'abord à Marc, qui nous a malheureusement quitté, mais dont je garde un merveilleux souvenir. Merci pour ton soutien suite à chacune de mes présentations qui m'a aidée à avoir plus confiance en moi et merci pour tes blagues sur les belges ! Merci Edi pour ton expertise et tes conseils avisés et d'avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse. Merci Valérie pour nos échanges et de m'avoir permis de finaliser les démarches administratives pour soutenir ma thèse dans les temps. Merci Jean-Paul pour ton aide dans la programmation. Merci à Hélène et bon séjour à LLN. Merci Gilles de m'avoir sorti de mes pétrins informatiques. Merci à Josiane, Dominique et Amel pour votre gentillesse. Merci à Sébastien et Evariste de m'avoir sauvé in-extremis à l'aide de leur plateforme. Un tout grand merci à Cac (Catherine) pour ta relecture minutieuse et tout ton soutien. Je tiens à remercier très chaleureusement Sandrine pour toute l'aide que

tu m'as apportée durant ces trois années et demie : pour tes relectures, tes conseils, et surtout pour tous les bons moments passés au CMA ou en conférence. Merci aussi à Olivia pour la bonne ambiance que tu as mise au CMA avec Sandrine. Et pour terminer, merci à tous mes collègues du bureau E209. Tout d'abord, les anciens : Mathilde et Johann. Merci Mathilde pour tes conseils et ton aide et merci Jo pour tous les gâteaux que tu as cuisiné pour le CMA. Et enfin, les « nouveaux » : Paul, François mais surtout Sébastien et Vincent qui ont partagé le bureau avec moi durant ma dernière année de thèse. Merci à vous deux pour vos relectures et pour les précieux conseils que vous m'avez donné. Un tout grand merci aussi de m'avoir initié à l'escalade. Bonne chance à vous quatre ainsi qu'à Eléna pour poursuivre vos travaux de thèse.

Mais ma vie de thèse à Sophia-Antipolis ne s'est pas limitée au CMA, et j'ai eu la chance de me lier d'amitiés avec Cyrielle, Noémie, Edwige et Valentine. Merci pour tous ces petits moments de réconfort qui nous ont permis de mettre nos soucis de thèse de côté le temps d'un thé. Durant ces trois années, j'ai aussi eu la chance d'habiter la *la* Maison du Bonheur *z* et de partager cette colocation avec de multiples habitants. Merci à tous pour tous les moments partagés à la coloco'.

C'est suite au mastère OSE que je me suis décidée à poursuivre une thèse. Les élèves de ma promo comptent parmi mes amis les plus proches et m'ont fait un immense plaisir en venant assister à ma soutenance de thèse. Merci à Bob, Prisca, Perrine, Aurélien, Héléna, Vincent, et aussi à Nicolas et Diane qui n'ont pas pu faire le déplacement mais qui m'ont témoigné tout leur soutien. Je remercie particulièrement mes *la* trois piliers *z* : Héléna, Perrine et Vincent qui chacun à leur façon ont été là durant ces trois années pour m'encourager et m'aider dans les moments de doute. Mais le soutien de mes amis ne s'est pas limité à ceux du mastère OSE, et je tiens à remercier tous mes amis belges pour les visites qu'ils m'ont rendues et tous les bons moments passés en Belgique quand j'y faisais un petit saut. Merci aux lycéens, aux ingés et aux unifessiens. Je remercie particulièrement Susu, qui n'a cessé de m'encourager dans la dernière ligne droite.

Je tiens également à remercier ma famille qui m'a apporté son soutien de près ou de loin. Mes parents qui m'ont permis de faire de bonnes coupures quand je leur rendais visite et qui n'ont jamais cessé de me soutenir. Merci à mes frères, Guillaume et Vincent ainsi qu'à leur compagne, Xan et Sarah. Merci aussi à Claire pour tous tes messages d'encouragements. Merci aussi à Philippe et Laurence pour tous ces bons apéros et les parties de pétanque. Merci à mes grands-parents pour leur soutien. Merci aussi à Anne, Jean-François, Alexandre, Juliette et leurs familles pour tous les bons moments passés à Bénivay.

Pour finir, cette thèse n'aurait pas pu se finir dans les temps sans l'aide, le soutien, l'encouragement et la présence de Théo. Mille merci d'avoir été là, de m'avoir réconforté dans tous mes moments de doute mais aussi, de m'avoir apporté ton aide pour les retouches de dernière minute. Mille merci pour tout ce que tu m'as apporté et pour tout le bonheur que l'on vit.

Table des matières

Table des matières	iii
Table des figures	vi
Acronymes	xi
Introduction	1
1 La nécessaire évolution des modèles d'évaluation de scénarios long terme	5
1.1 Evaluer les difficultés de modélisation des éléments caractéristiques	5
1.1.1 Paysages énergétiques actuels	6
1.1.2 Problématiques auxquelles doit faire face le secteur énergétique	8
1.1.3 Quels sont les scénarios plausibles d'évolution ?	10
1.2 Les modèles de prospective	12
1.3 Évolution du système électrique : émergence du concept de <i>Smart Grids</i>	14
1.3.1 Un système électrique unidirectionnel soumis à de nouvelles contraintes	14
1.3.2 Vers un réseau électrique plus intelligent	18
1.3.3 Les <i>Smart Grids</i> : une plaque énergétique aux multiples fonctionnalités	20
1.3.4 Comment cette évolution du système électrique va-t-elle s'opérer ?	26
1.4 Les modèles TIMES	30
1.4.1 Représentation du système énergétique	31
1.4.2 Optimisation du système énergétique	33
1.4.3 Limites de représentation du système électrique	39
1.4.4 Le modèle TIMES-Réunion	39
2 Gestion de la demande	47
2.1 La gestion de la demande poursuit de multiples objectifs	47
2.1.1 Diminuer et moduler la demande	48
2.1.2 Des objectifs de court et de long terme	50
2.2 Catégorisation des programmes de gestion de la demande	52
2.2.1 Une multitude de programmes pour mettre en place les stratégies de gestion de la demande identifiées	52
2.2.2 Limitations identifiées des programmes	57
2.3 Comment évaluer les impacts possibles de la gestion de la demande ?	58
2.4 Désagrégation de la demande électrique	62
2.4.1 Secteur résidentiel	63
2.4.2 Secteur tertiaire	72
2.4.3 Secteur industriel	73

2.4.4	Participation à des stratégies de gestion de la demande	73
2.5	Efficacité énergétique	74
2.5.1	Gros électroménager	75
2.5.2	Eclairage	77
2.5.3	Coupe-veille	77
2.5.4	Isolation	78
2.6	Report de la demande longue durée - <i>load-shifting</i>	79
2.7	Report de la demande courte durée - <i>peak clipping</i>	81
3	De la fiabilité du système électrique	83
3.1	Fonctionnement	84
3.2	Exploitation	87
3.2.1	Réglage primaire de fréquence	89
3.2.2	Réglage secondaire de fréquence	91
3.2.3	Réglage tertiaire de fréquence	91
3.2.4	Particularités des systèmes insulaires	92
3.3	Implémentation de l'indicateur dans le générateur de modèle TIMES	94
3.3.1	Nouveaux ensembles	95
3.3.2	Définition de l'ensemble <i>connect</i>	96
3.3.3	Capacité appelée	99
3.3.4	Indicateur de fiabilité $H'_{cin,système}(t)$	101
3.4	Contribution des moyens de stockage distribués comme <i>soutien dynamique</i> au système électrique	103
3.4.1	Le stockage décentralisé pour éviter les délestages dans les zones insulaires	103
3.4.2	Moyens de stockage adaptés au « soutien dynamique »	105
3.4.3	Participation du stockage à l'indicateur de fiabilité $H'_{cin,système}(t)$	110
3.5	Considération des réglages de fréquence dans le modèle TIMES-Réunion	112
4	Contribution des Smart Grids à la transition énergétique de l'île de la Réunion	113
4.1	Les trois scénarios étudiés à l'horizon 2030	116
4.2	Mix énergétiques contrastés en 2030	119
4.2.1	Capacités installées pour les scénarios étudiés	119
4.2.2	Des enseignements des journées type de production	122
4.3	Conséquences des mesures d'efficacité énergétique	125
4.3.1	Impact du potentiel d'isolation	127
4.3.2	Les technologies de coupe-veille	128
4.3.3	Les ampoules basse consommation	129
4.3.4	Le gros électroménager de classe énergétique supérieure	130
4.3.5	Impact des stratégies d'efficacité énergétique tous secteurs	132
4.4	Effet de la modulation de la demande	133
4.5	Impact du peak clipping sur la capacité totale installée	135
4.6	Evaluation de la fiabilité dans un scénario 100 % renouvelable	137
4.7	Contrainte sur la fiabilité du système	139

4.8 Vers un optimum global	141
Conclusion	143
Bibliographie	149
Annexes	164
A Evolution des catégories de logements	165
B Consommations énergétiques des gros équipements électroménagers suivant leur classe énergétique	167
B.1 Lave-vaisselle	167
B.2 Lave-linge	168
B.3 Sèche-linge	169
B.4 Equipements de froid	169
C Evolution des taux d'équipement	171
D Résultats supplémentaires	175

Table des figures

1.1	Evolution du mix mondial d'énergie primaire de 1971 à 2010 par type d'énergie.	6
1.2	Production électrique mondiale en 1973 et 2010 suivant les différents types de sources d'énergie.	7
1.3	Evolution des consommations d'énergie primaire suivant les scénarios du <i>WEO-2012</i>	11
1.4	Emissions mondiales de CO ₂ par secteur et par scénario.	11
1.5	Comparaison des mix de production d'électricité en 2050 suivant les scénarios <i>2DS</i> , <i>4DS</i> et <i>6DS</i>	12
1.6	Configuration actuelle du système énergétique européen.	15
1.7	Déclin des investissements dans le domaine du transport de l'électricité aux Etats-Unis depuis 1975.	16
1.8	Evolution historique de la consommation d'électricité aux Etats-Unis et en France depuis 1950.	17
1.9	Evolution historique du pic de consommation d'électricité aux Etats-Unis depuis 1986 et en France depuis 1950.	18
1.10	Evolution recherchée du système électrique	19
1.11	Synthèse des fonctionnalités liées au concept de <i>Smart Grids</i>	21
1.12	Représentation de procédé élémentaire dans le générateur de modèles TIMES.	31
1.13	Exemple de système énergétique de référence.	32
1.14	Empilements des moyens de production électrique pour une journée type à l'île de la Réunion en 2011 durant l'hiver austral et l'été austral.	41
1.15	Surdimensionnement du système électrique pour tenir compte des aléas.	43
1.16	Système énergétique de référence du modèle TIMES-Réunion	44
2.1	Impact des stratégies d'efficacité énergétique sur la courbe de charge.	48
2.2	Exemple de report/avance de la demande, <i>load-shifting</i>	49
2.3	Exemple de réduction du pic de demande d'électricité, <i>peak clipping</i>	49
2.4	Exemple d'étalement de la demande d'électricité, <i>valley filling</i>	50
2.5	Impact simplifié des programmes de <i>Demand Response</i> sur les prix de marché de l'électricité.	51
2.6	Classification des programmes de gestion de la demande.	53
2.7	Illustration de la tarification <i>Time of use</i>	54
2.8	Illustration de la tarification <i>Critical peak pricing</i>	54
2.9	Illustration de la tarification <i>Peak time rebate</i>	55
2.10	Illustration de la tarification <i>Real Time Pricing</i>	55
2.11	Répartition de la demande électrique par secteurs de l'île de la Réunion.	62

TABLE DES FIGURES

2.12	Evolution de la demande électrique de l'île de la Réunion par secteur suivant le scénario de référence d'EDF-SEI.	63
2.13	Paramètres liés à la consommation électrique des usages résidentiels liés aux équipements de froid et de lavage pour chacune des catégories de logements.	68
2.14	Paramètres liés à la consommation électrique des usages résidentiels (hors équipements de froid et de lavage) pour chacune des catégories de logements.	69
2.15	Méthodologie utilisée pour évaluer les futurs taux d'équipement des logements réunionnais.	71
2.16	Participation des 8 sous-secteurs considérés à la consommation du secteur tertiaire.	72
2.17	Paramètres liés aux demandes électriques du secteur tertiaire.	72
2.18	Paramètres liés aux demandes électriques du secteur industriel.	73
2.19	Implémentation de nouvelles technologies correspondant aux équipements électroménagers de lavage et de froid de classe énergétique supérieure.	76
2.20	Illustration de l'implémentation de technologies de coupe-veille.	77
2.21	Illustration de l'implémentation de technologies d'isolation.	79
2.22	Illustration de l'implémentation du report de la demande « longue durée ».	80
2.23	Illustration de l'impact possible du report de la demande « courte durée ».	82
3.1	Illustration du dénominateur de l'indicateur de réserve cinétique.	87
3.2	Allure de la fréquence dans les premières secondes suite à la perte d'un groupe de production.	88
3.3	Caractéristique statique du réglage primaire d'un groupe de production : relation linéaire entre la vitesse.	90
3.4	Domaines de fonctionnement des groupes de production en fréquence et en tension en zones insulaires sur le réseau HTB.	93
3.5	Principe du soutien dynamique du stockage distribué au système électrique.	104
3.6	Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité.	105
3.7	Comparaison des technologies de stockage suivant leur capacité énergétique et leur puissance de charge/décharge.	109
4.1	Synthèse des fonctionnalités liées au concept de <i>Smart Grids</i> au niveau européen.	113
4.2	Capacité totale installée en 2030 pour les scénarios <i>BAU</i> , <i>100 % EnR</i> et <i>PV-OCE</i>	120
4.3	Nouvelles capacités installées pour les périodes 2012-2020 et 2021- 2030 pour les scénarios <i>BAU</i> , <i>100 % EnR</i> et <i>PV-OCE</i>	121
4.4	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par source suivant le scénario <i>BAU</i>	122
4.5	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvrée/week-end) par source suivant le scénario <i>100 % EnR</i>	123
4.6	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par source suivant le scénario <i>PV-OCE</i>	124
4.7	Composantes du prix de l'électricité pour un ménage français	126
4.8	Implémentation du coût d'acheminement de l'électricité dans le modèle TIMES-Réunion	126

4.9	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec recours potentiel à l'isolation.	127
4.10	Courbes de charge d'une journée type en été 2030 (jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec recours potentiel à des multiprises coupe-veille.	129
4.11	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec l'utilisation potentielle d'ampoules basse consommation.	129
4.12	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec recours potentiel à des équipements électroménagers de classe supérieure.	131
4.13	Répartition des congélateurs de différentes classes énergétiques pour la catégorie de logement C3.	132
4.14	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel et pour l'ensemble des secteurs.	133
4.15	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec modulation potentielle de la demande résidentielle pour 4 usages.	134
4.16	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec modulation de la demande résidentielle et tertiaire.	135
4.17	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec recours potentiel à l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique modulation et avec recours potentiel à l'ensemble des mesures de gestion de la demande.	136
4.18	Evolution de l'indicateur H_{cin} pour la tranche horaire <i>ETEWDD2</i> de 2008 à 2030.	137
4.19	Evolution de l'indicateur de réserve cinétique au cours des quatre journées type pour les scénarios <i>BAU</i> , <i>100 % EnR</i> et <i>PV-OCE</i>	139
4.20	Evolution de l'indicateur de réserve cinétique au cours des quatre journées type suivant les scénarios <i>BAU</i> , <i>PV-OCE</i> et <i>PV-OCE-FIA</i>	140
4.21	Courbes de charge pour les quatre journées type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par moyen de production dans le scénario <i>PV-OCE-FIA</i>	141
4.22	Courbes de charge pour les quatre journées type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par moyen de production pour le scénario <i>PV-OCE-FIA-OPT</i>	142
C.1	Comparaison des taux d'équipements des ménages réunionnais et métropolitains.	172
C.2	Evolution des taux d'équipements des ménages métropolitains.	173
C.3	Méthodologie mise en oeuvre pour évaluer les futurs taux d'équipements de l'île de la Réunion.	174

D.1	Courbes de charges d'une journée type en période sucrière en 2030 (jour ouvré/week-end) suivant le scénario <i>100% EnR</i> sans et avec recours à des multiprises coupe-veille.	175
D.2	Courbes de charges d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) suivant le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec l'utilisation d'ampoules basse consommation.	176
D.3	Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario <i>100 % EnR</i> sans et avec recours à des équipements électroménagers de classe supérieure.	176

Acronymes

AIE	Agence Internationale de l'Energie
AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
ARER	Agence Régionale de l'Energie Réunion
BAU	Business As Usual
BT	Basse Tension
CAES	Compressed air energy storage
CEREN	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
CRE	Commission de régulation d'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CMA	Centre de Mathématiques Appliquées
CTA	Contribution Tarifaire d'Acheminement
DOE	US Department Of Energy - Département de l'énergie américain
DOM	Département d'outre-mer
DR	Demand Response
DSI	Demand Side Integration
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EDF	Electricité de France
EDF-SEI	EDF - Systèmes Energétiques Insulaires
EDR	Emergency Demand Response
EFOM	Energy Flow Optimization Model
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission system Operators for Electricity
EPRI	Electric Power Research Institute
ETM	Energie Thermique des Mers
ETP	Energy Technology Perspectives
ETP-SG	European Technology Platform - Smart Grids
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
G2V	Grid-to-Vehicle

GAMS	General Algebraic Modeling System
GES	Gaz à Effet de Serre
GRT	Gestionnaires de Réseau de Transport
HT	Haute Tension
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
INSEE	Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques
MDE	Maîtrise de la Demande d'Electricité
NETL	National Energy Technology Laboratory
NTIC	Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
OER	Observatoire Energie Réunion
PACA	Provence-Alpes-Côte d'Azur
PIB	Produit Intérieur Brut
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
PV	photovoltaïques
RES	Reference Energy System
RT	Restoration Time
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
STEP	Stations de Transfert d'Énergie par Pompage
TAC	Turbine à Combustion
TCFE	Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
TIAM	TIMES Integrated Assessment Model
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TLP	Total Loss of Power
TURPE	Tarif d'Utilisation du Réseau Public de l'Electricité
V2G	Vehicle-to-Grid
VEDA	VErsatile Data Analysis
VPP	Virtual Power Plant
WEO	World Energy Outlook
ZNI	Zone non-interconnectée

Introduction

Les problématiques environnementales sont aujourd'hui prégnantes dans le monde de l'énergie. D'une part, les réserves de ressources fossiles sont limitées et d'autre part, l'utilisation de ces ressources est responsable d'un certain nombre de conséquences sur l'environnement : pollution locale ou encore augmentation des concentrations de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère induisant un réchauffement climatique. Les trajectoires énergétiques empruntées aujourd'hui ne permettront pas de contenir l'augmentation de la température moyenne à la surface du globe à 2°C, augmentation maximale préconisée par les experts du GIEC afin de limiter les conséquences du réchauffement climatique. Le secteur électrique représente seulement 18 % de l'énergie finale consommée chaque année¹, mais il est à la fois un des secteurs énergétiques les plus polluants (responsable d'un tiers des émissions de CO₂) et l'un de ceux où les améliorations paraissent les plus accessibles.

Afin de répondre à ces différentes contraintes, les décideurs peuvent s'appuyer sur les outils d'aide à la décision que sont les modèles de prospective. Ces modèles, dits de planification à long terme, sont utilisés pour évaluer des scénarios plausibles d'évolution et de développement des systèmes énergétiques en prenant en compte différentes contraintes relatives aux objectifs visés. Développés à la fin des années 1960 pour répondre aux enjeux énergétiques et climatiques, ces modèles s'appuient sur la structuration des systèmes existants et évaluent les impacts des évolutions de cette structure selon des scénarios donnés. Or le paysage électrique actuel, héritage des monopoles verticalement intégrés, est celui d'un secteur où les investissements ont toujours été réalisés en amont pour répondre à une demande toujours plus importante. Ce système, et en particulier le système électrique, doit aujourd'hui évoluer pour répondre à un ensemble de problématiques émergentes : vieillissement des infrastructures de réseaux, nouveaux usages électriques, croissance de la demande notamment en période de pointe, volonté de déployer massivement des moyens de production dépendant de ressources renouvelables intermittentes et/ou décentralisées, manque d'investissements dans les moyens de production de pointe. Forts de ces différents constats, de nouveaux acteurs se positionnent afin de développer des solutions pour rendre la demande d'électricité plus flexible, intégrer de façon croissante une production renouvelable intermittente en garantissant la fiabilité du système, implémenter à grande échelle les véhicules décarbonés, stocker l'électricité, etc.

Ces enjeux, étroitement liés, ont impulsé l'émergence du concept de *Smart Grids*, afin d'optimiser la gestion du système électrique en articulant ces différentes filières entre elles. Le terme de *Smart Grids*, ou *réseau électrique intelligent*, fait référence à un système énergétique qui évolue d'une structure monodirectionnelle des flux énergétiques et informationnels, de la production vers la consommation, à une structure faite d'interactions bidirectionnelles et liant

1. Valeur de 2010 issue du *Key World Energy Statistics* de l'Agence internationale de l'énergie - organisme indépendant de l'Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE)[1].

plus directement producteur et consommateur.

Les modèles de prospective sous leur forme actuelle intègrent-ils cette dimension de *Smart Grids* ? Sont-ils *Smart Grids ready* ? Si le paysage énergétique évolue, les modèles évaluant les futurs possibles doivent également évoluer afin de conserver leur pertinence. Il faut donc adapter les modèles de planification long terme pour prendre en compte la rupture qui devrait s'opérer dans les réseaux de demain au vu des nombreuses fonctionnalités qu'offrent les *Smart Grids*. Par ailleurs, peu d'études quantifient de manière globale et « optimale » les bénéfices attendus des *Smart Grids*. Les dites études se répartissent majoritairement en deux catégories, d'horizons temporels distincts :

- les premières évaluent les bénéfices que pourrait générer l'implémentation d'une ou de plusieurs fonctionnalités associées aux *Smart Grids* (véhicules électriques, stockage, etc.) avec une vision de long terme ;
- les secondes présentent une optimisation en « temps réel » basée sur l'implémentation de différentes fonctionnalités mais sur un périmètre spatial assez réduit (à l'échelle d'un quartier, d'une petite ville) tout en tenant compte de données historiques des consommations et prix de l'électricité.

Ces études sont importantes et nécessaires pour disposer d'une première évaluation des bénéfices issus de la mise en place des *Smart Grids*, et en orienter le *Business Model*. Toutefois, ces deux types d'approche connaissent des faiblesses.

- Les évaluations de long terme sont généralement issues d'analyses coûts-bénéfices additionnant les apports de chaque fonctionnalité sans pouvoir tenir compte des interactions possibles entre les différentes options. Ces études ne permettent pas d'arbitrer judicieusement entre ces fonctionnalités : par exemple, les impacts sur le système électrique de l'implémentation conjointe de stratégies de gestion de la demande et des technologies de stockage ne s'additionnent pas simplement, ils pourraient très bien se renforcer mutuellement, ou au contraire se neutraliser.
- Les évaluations court terme sont restrictives, la demande et le mix de production électrique évoluant au cours du temps. Ces études permettent d'optimiser au mieux les différentes consommations électriques d'un ménage en fonction par exemple des prix de l'électricité. Cependant, à une échelle nationale et sur un horizon temporel plus éloigné, les résultats obtenus par ces études pourraient être biaisés au vu de la mutation complète du secteur, à la fois du côté de la demande et de celui de la production.

Dans ce travail de thèse, nous proposons de concilier les différentes dynamiques associées à ces études. En intégrant dans un même modèle de prospective les différentes fonctionnalités des *Smart Grids* nous arbitrons les choix d'investissements pour répondre de manière optimale aux futures demandes d'électricité, tout en tenant compte des possibles interactions qui pourraient survenir entre ces fonctionnalités. Ainsi, il nous sera possible d'évaluer les impacts de l'implémentation des *Smart Grids*, à la fois sur la future courbe de charge, et donc sur la puissance appelée à tout instant, mais également sur le futur mix énergétique. Nous avons choisi l'île de la Réunion comme cas d'étude. L'île s'est fixé comme objectif d'évoluer vers une électricité 100 % renouvelable à l'horizon 2030. Il est donc intéressant d'évaluer dans quelle

mesure les *Smart Grids* pourraient contribuer à la transition énergétique qui devrait s'opérer dans le système électrique de l'île.

Ce manuscrit s'organise en quatre chapitres :

1. Le premier chapitre s'attache à démontrer l'évolution nécessaire des modèles de planification de long terme pour tenir compte de la rupture que représentent les *Smart Grids*. Il reprend tout d'abord les problématiques dont a pris conscience la communauté énergétique il y a près d'un demi-siècle et présente succinctement la genèse des modèles de prospective comme outils d'orientation des décisions politiques en matière d'énergie afin de faire face aux problématiques bien spécifiques de ce domaine. Par la suite, nous présentons notre compréhension du concept de *Smart Grids*, en détaillant les différentes fonctionnalités que nous associons à cette idée, et en rappelant le contexte dans lequel le concept a émergé sur les continents américain et européen. Nous présentons différentes études liées à l'évaluation des impacts issus de l'implémentation des *Smart Grids* en soulignant les succès, mais aussi les lacunes de ces études. Une présentation du générateur de modèles TIMES permet de comprendre les difficultés pour ces modèles de représenter des flux d'énergie et d'information bidirectionnels entre l'offre et la demande. Notre étude ayant porté sur l'île de la Réunion, une description des caractéristiques du modèle TIMES-Reunion utilisé par la suite est également fournie.
2. La gestion de la demande représentant ici la nouveauté la plus fondamentale pour un modèle de prospective TIMES, c'est sous ce prisme que nous allons commencer cette étude. Le second chapitre décrit donc différents outils de gestion de la demande, de l'efficacité énergétique aux stratégies de modulation. La gestion de la demande vise à réduire les puissances appelées au cours des différentes heures de la journée et la consommation électrique totale. De nombreux programmes (tarifications dynamiques, subventions) sont envisagés pour mettre en place les stratégies de modulation de la demande. Ce chapitre explicite par la suite l'implémentation de ces différentes stratégies dans le modèle TIMES-Reunion afin d'évaluer leur gisement théorique maximal. Une désagrégation de la demande apparaît alors comme nécessaire pour pouvoir évaluer au mieux ces gisements, la méthodologie en est détaillée par la suite. Les mesures d'efficacité énergétique ont été implémentées uniquement pour le secteur résidentiel ; les stratégies de modulation de la demande ont été considérées pour le secteur résidentiel et le secteur tertiaire. Faute de données relatives au secteur industriel, seule une variante issue des données d'EDF-SEI (scénario *MDE*) a été utilisée dans cette étude pour tenir compte des potentiels d'efficacité énergétique. Les données relatives au scénario *MDE* d'EDF - Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF-SEI) ont également été utilisées pour le secteur tertiaire. Finalement, ce second chapitre constitue une première « boîte à outils » pour la suite de notre étude.
3. Le troisième chapitre s'attache à la description du système électrique dans un modèle de prospective, ainsi que celle des caractéristiques qui sont prises en compte. Les modèles de prospective ne considérant généralement pas les problématiques liées à la gestion des

systèmes d'électricité, un indicateur relatif à la réserve cinétique du système électrique a été directement implémenté dans le modèle TIMES-Réunion. Cet indicateur spécifie la durée pendant laquelle la réserve permet de prévenir un effondrement du système suite à un aléa de fonctionnement perturbant l'équilibre offre-demande. Une description de cette réserve et de l'importance de son rôle par rapport aux différents réglages de fréquence est donnée. Par ailleurs, le générateur de modèle TIMES est généralement utilisé au travers d'une interface (*VEDA*), qui permet à l'utilisateur de décrire les moyens de production et les caractéristiques qui leur sont associées, mais qui restreint le choix de ces paramètres à ceux immédiatement disponibles dans l'interface. Il en est de même avec les équations de contrainte où seules les variables prédéfinies dans l'interface peuvent être utilisées. Pour pouvoir spécifier de nouvelles contraintes prenant en compte des niveaux minimum de réserve, il a donc été nécessaire de passer outre l'interface et de travailler directement avec les fichiers source de TIMES (écrits en langage *GAMS*). Ces nouvelles variables et contraintes sont explicitées dans le chapitre. Enfin, des moyens de stockage ont également été pris en compte, du fait de leur possible contribution à l'indicateur de réserve cinétique. On présente succinctement les différentes technologies existantes, pour finalement retenir celles qui contribuent à la réserve cinétique. Les équations de contrainte ont été modifiées pour pouvoir prendre en compte ces technologies. Ce troisième chapitre constitue ainsi notre seconde « boîte à outils ».

4. Enfin, après avoir présenté les différentes méthodes d'implémentation de gestion de la demande, des indicateurs de fiabilité et des moyens de stockage, le quatrième et dernier chapitre présente l'ensemble des résultats obtenus suite à l'implémentation des outils décrits dans les chapitres 2 et 3. On y décrit dans un premier temps les résultats propres à chacune des mesures d'efficacité énergétique et de modulation de la demande, mais également les résultats issus de l'implémentation conjointe de l'ensemble de ces mesures. Dans un second temps une série de résultats liés à l'indicateur de fiabilité compare les niveaux de la réserve cinétique de scénarios répondant à l'objectif d'indépendance énergétique de l'île de la Réunion, avec ceux d'un scénario *Business as Usual*. En contraignant ces réserves, il nous est également possible d'évaluer des mix énergétiques répondant au critère de fiabilité défini par des niveaux minimum de réserve cinétique. Enfin, l'implémentation de ces différentes fonctionnalités de *Smart Grids* dans le modèle TIMES-Réunion nous permet d'évaluer dans un même scénario les contributions de chacune à l'atteinte de l'objectif d'indépendance énergétique de l'île.

La nécessaire évolution des modèles d'évaluation de scénarios long terme

Dans ce chapitre, nous reviendrons tout d'abord sur l'état des lieux des systèmes énergétiques, en soulignant les fondamentaux associés à leur développement : une dépendance forte aux ressources fossiles et un schéma centralisé du système électrique. Nous rappellerons les problématiques auxquelles doit faire face le secteur énergétique, tels que l'épuisement des ressources fossiles conventionnelles et la volonté de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Nous présenterons brièvement les modèles de planification long terme utilisés pour évaluer les futurs possibles et plausibles du secteur énergétique et pour examiner les différentes directions à prendre afin de faire face (ou non) à ces contraintes. Les modèles historiques, caractérisés principalement par l'adéquation de l'offre à une demande inélastique étaient bien adaptés jusqu'à aujourd'hui pour répondre à de telles questions. Ils doivent désormais évoluer pour intégrer les développements futurs attendus du système électrique. En effet, le concept de *Smart Grids* est en effervescence de par le monde et constituera probablement la pierre angulaire des systèmes électriques voire énergétiques de demain. Nous parcourons les différentes assertions du concept de *Smart Grids* dont l'une des caractéristiques principales est la possibilité de rendre la demande électrique plus élastique. Il conviendra de définir les conditions dans lesquelles les différents modèles de prospective pourront évaluer les possibilités offertes par ces nouveaux systèmes. Notre approche prospective du long terme étant basée sur le modèle MARKAL/TIMES, nous terminerons ce chapitre par la présentation dudit modèle. Cette présentation abordera à la fois la représentation du système énergétique, les équations principales du problème d'optimisation et les variables de décision associées et soulignera également les limites de représentation du système électrique dans ce modèle. Enfin, comme nous avons choisi de retenir l'île de la Réunion comme cas d'étude, les caractéristiques principales du modèle TIMES-Réunion seront exposées à la fin de ce premier chapitre.

1.1 Evaluer les difficultés de modélisation des éléments caractéristiques

La forte dépendance aux ressources fossiles - menant à un véritable déséquilibre géographique entre les centres de production et de consommation - nous pousse à réfléchir actuellement aux alternatives potentielles, comme les énergies renouvelables et les ressources non conventionnelles. Nos sociétés ont fait durablement le choix d'un système de production centralisé en optant pour des centrales de grande taille afin de bénéficier d'économies d'échelle et de meilleures performances. Or, ce système de production centralisé peut s'avérer inadapté

au déploiement massif de nouvelles sources d'énergie renouvelable intermittentes dans un contexte où le caractère fini des ressources fossiles et les émissions de gaz à effet de serre associées à leur exploitation poussent à développer ces mêmes énergies. Parallèlement, certains envisagent les ressources non conventionnelles comme un substitut aux ressources fossiles. Cependant, les gaz de roche mère et autres pétroles de roche mère, sables asphaltiques, ne font pas l'unanimité auprès du grand public : leur extraction génère plus d'émissions de gaz à effet de serre que l'exploitation des ressources « *conventionnelles* » et peut également entraîner la pollution des nappes phréatiques si les eaux produites ne sont pas correctement traitées. Au regard de ces éléments, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) évalue différents scénarios d'évolution du système énergétique afin que les acteurs du secteur énergétique puissent orienter leurs décisions quant au choix des bouquets énergétiques de demain.

1.1.1 Paysages énergétiques actuels

Le secteur de l'énergie a connu une croissance impressionnante au cours des trente dernières années. Et les prochaines décennies devraient faire face à une croissance encore plus élevée si les modes de consommation n'évoluent pas. Entre les années 1973 et 2010, la consommation mondiale d'énergie a doublé, et l'on s'attend à ce qu'elle double encore d'ici 2050. Si aujourd'hui, les pays membres de l'OCDE tendent à réduire leur consommation, les pays à économie émergente (Chine, Inde mais aussi Moyen-Orient) suivent, quant à eux, le chemin de la croissance, ce qui engendre globalement une augmentation des consommations.

Dépendance aux ressources fossiles

Les énergies fossiles représentent la part la plus importante de la consommation d'énergie primaire : en 2010, le pétrole, le gaz et le charbon représentaient à eux trois 81,1 % du mix d'énergie primaire. Cependant, la domination incontestable du pétrole s'est peu à peu atténuée au cours des dernières années, notamment au profit du gaz qui a connu une croissance soutenue. La part du charbon dans le mix d'énergie primaire a, quant à elle, enregistré une légère augmentation. Enfin, les énergies alternatives (renouvelables et fissiles), malgré leur progression, peinent encore à s'imposer comme de grands acteurs du secteur (Figure 1.1).

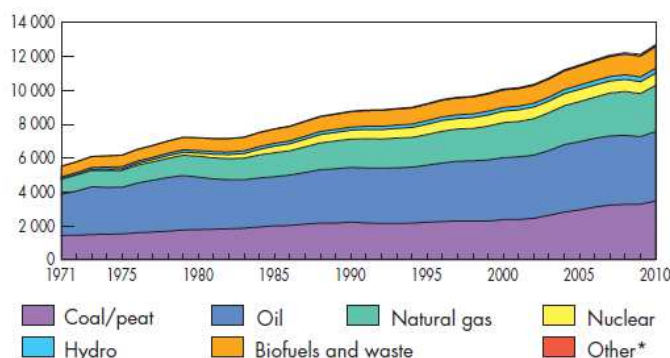


Figure 1.1. Evolution du mix mondial d'énergie primaire de 1971 à 2010 par type d'énergie (Mtoe). Ce schéma est extrait de [1].

La part des énergies fossiles est cependant moins importante dans le secteur électrique que dans le mix d'énergie primaire. En effet, les combustibles fossiles fournissent deux tiers de la production électrique (Figure 1.2), le charbon étant responsable à lui seul de 40 % de cette production. Il faut noter que ces dernières décennies ont vu un véritable virage s'opérer puisque la production d'électricité à partir de gaz est devenue la seconde source de production électrique jusqu'ici occupée par les ressources pétrolières.

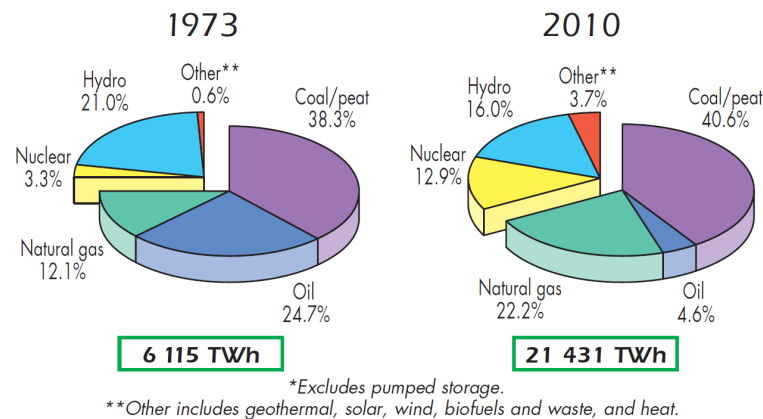


Figure 1.2. Production électrique mondiale en 1973 et 2010 suivant les différents types de sources d'énergie (TWh) [1].

Toutefois, ces observations générales concernent des mix énergétiques et électriques globaux et ne reflètent pas les différences qui peuvent apparaître à des échelles régionales et nationales. En effet, bien que les pays de l'OCDE tendent à réduire la part des énergies fossiles, l'augmentation de consommation d'énergie fortement carbonée dans les pays à économie émergente constitue un obstacle à une réduction drastique de l'utilisation de ces ressources à une échelle globale.

Schéma de production centralisée

Les pays européens ont développé leur système électrique à partir de schéma de production centralisé. Celui de la France par exemple est décliné de la manière suivante :

- la production se fait de manière centralisée au moyen de centrales de grande capacité de production (plusieurs centaines de MW à plus de 1GW) ;
- le transport est réalisé par un gestionnaire de réseau indépendant des opérateurs historiques. Le réseau de transport permet d'assurer la liaison entre les grands centres de production et les grandes zones de consommation. La gestion et le contrôle se font alors de façon centralisée pour plusieurs régions ;
- la distribution est assurée par un gestionnaire de réseau indépendant.

Les interconnexions avec les pays frontaliers renforcent le caractère centralisé du secteur électrique. Etablies autrefois pour accroître la fiabilité du réseau européen, ces interconnexions doivent également assurer aujourd'hui le développement des échanges sur le marché électrique européen et l'intégration du renouvelable. Le développement de projets de production décen-

tralisée est donc freiné par le risque que les réseaux de transport et de distribution soient incapables d'assurer la même qualité de service avec ces nouveaux schémas de production.

La Commission européenne a entamé à partir des années 2000 la dérégulation de ses marchés de l'électricité et du gaz. La concurrence ainsi générée devait permettre aux consommateurs de bénéficier de prix représentatifs des coûts de production. Cette réforme n'a pas eu l'effet escompté, la structure du système de production électrique, héritage des producteurs historiques autrefois verticalement intégrés, ayant constitué un frein au déploiement des mesures adoptées.

1.1.2 Problématiques auxquelles doit faire face le secteur énergétique

Ces dernières décennies, les problèmes environnementaux ont pris une importance grandissante dans le secteur de l'énergie. D'une part, les ressources fossiles ne sont pas infinies, ce qui oblige les acteurs du secteur énergétique à se tourner vers des sources d'énergie alternatives. D'autre part, les moyens de production d'électricité doivent être sans cesse améliorés pour utiliser moins et mieux les ressources énergétiques afin de limiter leurs impacts environnementaux.

Épuisement des ressources fossiles conventionnelles

Les ressources fossiles dites conventionnelles ne cessent de s'amoinrir et ne pourront plus satisfaire, à elles seules, la demande future de pétrole. Dans ce contexte, les acteurs du secteur pétrolier d'une part, ont développé des moyens d'extraction plus évolués pour augmenter la production d'une exploitation (extraction secondaire et tertiaire - *Enhanced Oil Recovery*), et d'autre part, ont désormais recours aux ressources non-conventionnelles (gaz de roche mère, sables et schistes bitumineux). L'augmentation du prix du baril de pétrole a rendu aujourd'hui ces nouvelles techniques de production économiquement rentables. Il faut noter que l'apparition des ressources non-conventionnelles sur les marchés va contribuer à bouleverser la répartition géographique de la production du pétrole et du gaz : les Etats-Unis et le Canada, principaux producteurs de ressources non-conventionnelles, vont ainsi pouvoir réduire leur dépendance énergétique face aux pays du Moyen Orient. Suivant un scénario établi par l'AIE tenant compte de la mise en place de nouvelles politiques énergétiques (scénario New Policies - voir section 1.1.3), les Etats-Unis pourraient atteindre un niveau d'indépendance énergétique de 97 % en 2035 [2, 3]. Dans une moindre mesure, le développement dans les années 1950 du procédé de *Coal to Liquid* (liquéfaction du charbon) a permis à l'Afrique du Sud de satisfaire 30 % de ses besoins d'essence et de diesel. Le déploiement de ce même procédé en Australie devrait permettre au pays de réduire sa dépendance énergétique en basant l'ensemble de son mix énergétique sur le charbon, et non plus seulement son mix électrique comme c'est le cas actuellement.

Cependant, ces nouvelles techniques d'extraction sont loin de connaître un succès majeur en terme d'acceptabilité sociale. La fracturation hydraulique, procédé incontournable aujourd'hui pour extraire les schistes bitumineux, se voit frappée dans certains pays d'interdiction

d'utilisation (France, Allemagne). La possible pollution des nappes phréatiques par les contenus chimiques utilisés dans ces procédés constitue le premier frein à son acceptabilité. Les procédés de séparation et de traitement du bitume produisent également de nombreux déchets qui doivent être traités afin de ne pas polluer les nappes phréatiques ou les rivières environnantes. Enfin, ces méthodes exigent un apport en eau important alors même que ces gisements sont situés dans les régions où l'eau n'est pas abondante.

Diminution des émissions de gaz à effet de serre

Le secteur énergétique est le principal contributeur aux émissions de gaz à effet de serre. A lui seul, en 2008, il était responsable de 61 % des émissions de gaz à effet de serre dans le monde, soit près de 30 Gt. Pour limiter les effets néfastes du changement climatique, les Etats se sont fixés comme objectif de limiter l'augmentation de la température moyenne du globe d'ici 2050 à 2°C. Cependant, les mesures prises actuellement lors des conférences des parties (COP)¹ ne sont pas suffisantes et risquent de mener à une augmentation des températures de 3,6°C [2]. Les accords de Kyoto étant arrivés à terme au 1^{er} janvier 2013, des politiques plus drastiques en termes d'émissions de gaz à effet de serre devraient être décidées à une échelle mondiale rapidement.

L'AIE souligne dans sa dernière publication du World Energy Outlook (WEO) [2] que seul un tiers des réserves prouvées en ressources fossiles peut être consommé avant 2050 si l'on espère atteindre l'objectif de 2°C sans un développement important des technologies de capture et stockage de carbone. Les mesures actuelles portent principalement sur le secteur électrique, responsable de près d'un tiers des émissions du secteur énergétique, et sur le secteur résidentiel. Certains pays ont mis en place de nombreuses subventions pour faciliter le déploiement des fermes solaires et des parcs éoliens. Si l'exploitation des ressources renouvelables apporte des éléments de solution en permettant une production électrique plus verte, certains inconvénients inhérents à ces ressources, comme leur caractère intermittent² ou les problématiques d'occupation spatiale, justifient le développement de solutions alternatives et complémentaires. Dans le secteur résidentiel, les efforts se concentrent sur la rénovation des structures existantes et l'utilisation de technologies de demande plus efficaces.

De nouvelles mesures devraient donc être adoptées pour contraindre les émissions des autres secteurs (industrie et transport). Le secteur du transport par exemple ne connaît pas aujourd'hui de politiques assez contraignantes pour contribuer réellement à atteindre les objectifs de réduction d'émissions de GES. L'apparition des véhicules électriques devrait toutefois permettre à ce secteur d'opérer un premier changement ; néanmoins, ce sont les consommations liées aux poids lourds qui pèseront le plus demain et les moteurs électriques en l'état de la technologie ne sont pas adaptés à ce type d'usage.

1. Les conférences des parties ont été organisées chaque année à la suite du sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992.

2. Un moyen de production d'énergie intermittente utilise une source d'énergie qui n'est pas disponible de façon continue (les technologies solaires, par exemple, ne peuvent pas produire de l'électricité la nuit).

1.1.3 Quels sont les scénarios plausibles d'évolution ?

Les publications phares de l'AIE, le WEO et l'Energy Technology Perspectives (ETP), constituent des références pour la communauté énergétique permettant d'évaluer les scénarios d'évolution du système énergétique dans son ensemble. Il ne s'agit pas de scénarios de prévision mais bien de prospective afin d'évaluer les futurs possibles et plausibles au regard des politiques actuelles et des engagements pris pour les années à venir³. L'ensemble des scénarios évalués dans ces deux ouvrages est repris dans le tableau 1.1.

<i>World Energy Outlook</i>	
Current Policies	Politiques énergétiques actuelles. ⁴
New Policies	Current Policies + nouvelles politiques annoncées. ⁵
450	Concentration des GES limitée à 450 ppm en 2050. ⁶
The Efficient World	New Policies + politiques d'efficacité énergétique.
<i>Energy Technology Perspectives</i>	
6DS	Politiques énergétiques actuelles. ⁷
4DS	Politiques énergétiques actuelles + nouvelles politiques annoncées. ⁸
2DS	Augmentation de température de 2°C. ⁹

Tableau 1.1. Scénarios d'évolution du mix énergétique analysés par l'AIE dans les publications World Energy Outlook [2] et Energy Technology Perspectives [5].

La figure 1.3 compare les évolutions du mix d'énergie primaire suivant les trois premiers scénarios évalués dans le WEO 2012. On observe que le scénario *Current Policies* conduirait à multiplier les consommations d'énergie primaire par 1.5. Les réductions de la demande d'énergie primaire entre les différents scénarios sont principalement dues à une augmentation de l'efficacité énergétique dans les utilisations d'énergie finale. Des mesures importantes pourraient donc être prises pour bénéficier de gisements d'efficacité énergétique à la fois dans les technologies de demande mais aussi de production et ainsi atteindre les niveaux d'émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) visés dans le Scénario 450ppm.

3. La prévision est à court terme : elle conduit à des décisions immédiatement exécutables et engage souvent de façon irréversible. La prospective est à objectifs éloignés. Elle peut nous amener à modifier profondément nos projets à long terme. [4]

4. Le scénario *Current Policies* correspond à l'évaluation du système énergétique en considérant uniquement comme contrainte les politiques énergétiques déjà mises en place.

5. Le scénario *New Policies* est un scénario considérant à la fois les politiques énergétiques actuelles mais également la mise en place des nouvelles réglementations annoncées.

6. Le scénario *450 ppm* est un scénario contraignant visant la stabilisation de la concentration de l'ensemble des gaz à effet de serre autour de 450 ppm en 2050.

7. Le scénario 6DS correspond au scénario de référence de l'ETP. Il évalue le mix énergétique à l'horizon 2050 tenant compte des politiques énergétiques actuelles, ce qui conduit à une augmentation moyenne de la température du globe de 6°C .

8. Le scénario 4DS est un scénario évaluant le mix énergétique futur mondial en tenant compte à la fois des politiques énergétiques actuelles mais également la mise en place des nouvelles réglementations annoncées par les différents pays, ce qui conduit à une augmentation moyenne de la température du globe de 4°C .

9. Le scénario 2DS est un scénario contraignant visant à atteindre au maximum une augmentation moyenne de la température du globe de 2°C.

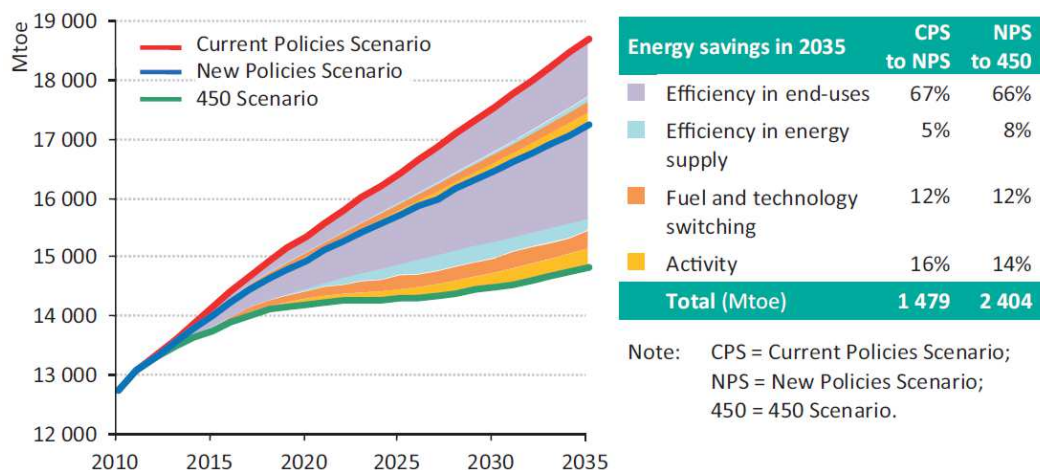
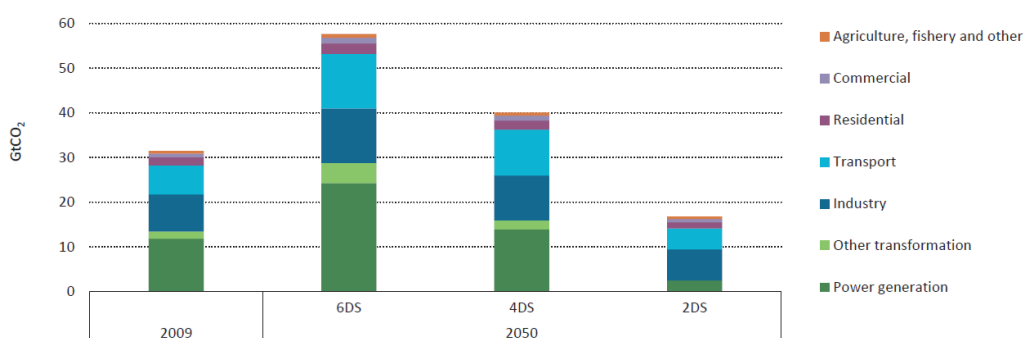


Figure 1.3. Evolution des consommations d'énergie primaire suivant les scénarios *Current Policies - Politiques actuelles*, *New Policies - Nouvelles politiques* et *450ppm*. Les différences de consommation d'énergie primaire s'expliquent majoritairement par une utilisation de technologies de consommation d'énergie finale plus efficaces [2].

Les trois scénarios évalués par l'AIE dans l'ETP [5] mettent en évidence la contribution de chaque secteur aux émissions de CO₂ (Figure 1.4). Les scénarios 6DS, 4DS et 2DS correspondent respectivement à une augmentation de température de 6, 4 et 2°C à l'horizon 2050. On peut observer sur la figure que la majeure partie des réductions est imputable au secteur électrique. On constate que le secteur de l'industrie ne réduit pas ses émissions de plus d'un tiers entre les scénarios 6DS et 2DS, et que c'est seulement dans le scénario 2DS que le secteur des transports se voit contraint de réduire drastiquement ses émissions.



Note: CO₂ emissions in this graph are accounted for in the sector, where the CO₂ is physically emitted.

Figure 1.4. Emissions mondiales de CO₂ par secteur et par scénario développé par l'AIE dans leur publication ETP2012 [5]. Les scénarios 6DS, 4DS et 2DS correspondent respectivement à une augmentation de température de 6, 4 et 2°C à l'horizon 2050.

Dans le secteur énergétique, selon les hypothèses formulées dans les différents scénarios évalués dans l'ETP, c'est la production d'électricité qui devrait connaître le plus de changements pour pouvoir atteindre les objectifs climatiques. Les différences qui peuvent s'observer entre les scénarios évalués dans l'ETP (Figure 1.5) correspondent tout d'abord à une dimi-

nution de la production électrique mais surtout à une pénétration bien plus importante des énergies renouvelables dans le mix. L'exploitation résiduelle de ressources fossiles nécessitera cependant le déploiement de technologies de capture et de stockage de carbone.

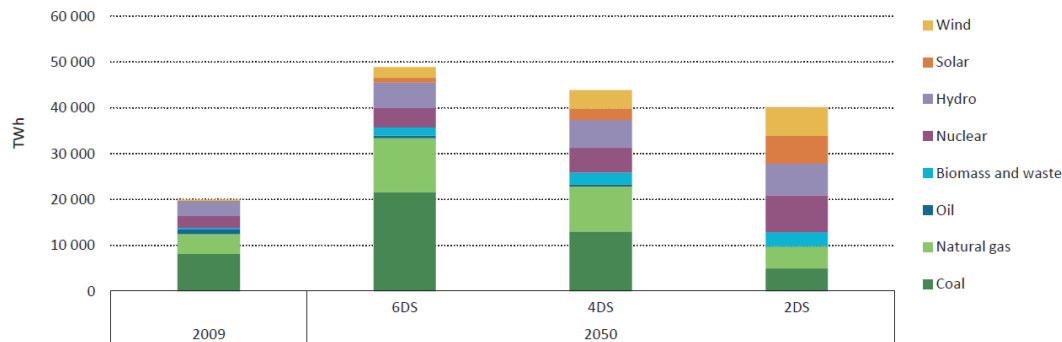


Figure 1.5. Comparaison des mix de production d'électricité en 2050 suivant les scénarios 2DS, 4DS et 6DS [5].

Pour pouvoir évaluer les futurs possibles du système énergétique, la communauté scientifique s'appuie sur différents modèles de planification suivant l'objectif temporel considéré. En effet, les investissements qui doivent être réalisés nécessitent des délais importants, et il est nécessaire d'évaluer leurs conséquences en amont. En France, par exemple, le gestionnaire du réseau de transport, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), établit tous les deux ans le bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre-demande d'électricité, contribuant à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité réalisée par les pouvoirs publics [6]. A une échelle mondiale, les études de l'AIE permettent d'aider à la prise de décisions des acteurs du secteur. La section suivante se propose de présenter brièvement les modèles de prospective utilisés pour évaluer les futurs possibles du secteur énergétique.

1.2 Les modèles de prospective

La prospective permet d'explorer le futur à partir de la connaissance du présent et du passé dans le but d'examiner les évolutions possibles en fonction des décisions prises et des actions réalisées [4, 7]. Les modèles de prospective permettent d'évaluer une représentation de l'ensemble du système énergétique, tenant compte ou non des secteurs qui lui sont directement liés [8, 9, 10, 11]. A l'aide de ces modèles, il est possible d'étudier différentes questions relatives aux externalités du système, tels que les émissions de gaz à effet de serre, les objectifs de limitation d'augmentation de température, les utilisations d'eau dans les différents procédés énergétiques, etc. [12, 13, 14].

Les enjeux énergétiques et climatiques dans le contexte de la globalisation économique sont à la base de la modélisation prospective [7]. A la fin des années 1960, le Club de Rome s'est interrogé sur les bienfaits du progrès et a cherché à évaluer les conséquences de la croissance économique sur des domaines variés tels que l'écologie, l'éducation, la pauvreté ou encore les institutions politiques à l'aide d'une modélisation mathématique reposant sur la dynamique

des systèmes. A cet effet, différentes simulations ont été réalisées à l'aide du modèle WORLD dans le but d'évaluer les conséquences des activités humaines, analyses qui ont débouché sur le rapport *Limits to Growth* en 1972 [15]. Ce rapport a permis de prendre conscience de la nécessité d'étudier les possibles évolutions futures au regard des impacts à très long terme générés par les différents flux physiques pris en compte dans le modèle WORLD.

Ce rapport a suscité une certaine émulation dans la communauté scientifique. Dans ce contexte, Nordhaus a notamment développé le modèle DICE, dérivé du modèle de croissance optimale de Ramsey, paradigme à l'origine des modèles dits « *top-down* » [16, 17]. En parallèle, une approche basée sur l'analyse d'activités (procédés) a conduit au développement des modèles dits « technologiques » (*bottom-up*). Le modèle MARKAL (MARKet ALlocation), basé sur le modèle de Von-Neumann Sraffa, est l'un de ces nombreux modèles technologiques [18]. Il a été établi dans le cadre de l'*Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)*, un consortium sous l'égide de l'AIE. Ainsi, les modèles de prospective peuvent être divisés en deux grandes familles, les uns étant des modèles technologiques (*bottom-up*), les autres étant des modèles de type macroéconomiques (*top-down*). Les modèles *top-down* et *bottom-up* cherchent à répondre aux mêmes questions et reposent sur un même paradigme d'optimisation. Nombre de modèles utilisés aujourd'hui s'appuient sur les fondements de ces deux familles de modèles. D'autres ont conservé le niveau de représentation du système énergétique proposée mais se sont orientés vers une approche basée sur la simulation.

Les modèles *top-down* constituent de grands agrégats macroéconomiques dans lesquels des liens sont établis entre le secteur énergétique et l'activité économique. Le modèle DICE se base sur un paradigme d'équilibre général qui suppose un *sentier de croissance* économique optimal, en ayant une représentation globale de l'économie avec un nombre restreint de variables agrégées (capital, travail, matières premières et énergie). Les modèles *top-down* basés sur une agrégation de variables d'état peuvent-ils refléter la richesse des nouvelles technologies qui devraient être mises en place à l'avenir? Van Beek soulignait la difficulté de la prise en compte de ruptures technologiques projetées par ces modèles macroéconomiques [11, 19].

Les modèles *bottom-up* type MARKAL/TIMES sont des modèles décrivant une désagrégation poussée de l'économie en s'appuyant sur une description des technologies elles-mêmes. Les résultats obtenus par les modèles *bottom-up* permettent d'avoir une représentation des flux physiques des matières premières et de l'énergie en biens produits et consommés. Cette représentation de l'économie est donc orientée vers l'analyse d'activité. Ces modèles technico-économiques de représentation du système énergétique s'appuyant sur un paradigme d'équilibre partiel peuvent contenir une importante base de données technologiques, leur permettant d'estimer le développement long terme du système énergétique. Cependant, cet équilibre partiel ne permet pas de bien prendre en compte les possibles impacts que peuvent générer certaines politiques énergétiques sur l'économie dans son ensemble (par exemple en termes d'emplois et de Produit Intérieur Brut (PIB)).

Les modèles de prospective ont donc été développés dans les années 1970 pour répondre à des questions d'ordre environnemental ou de dépendance aux ressources fossiles suite aux crises pétrolières. Ils ont été construits en se basant sur les fondations du système électrique de l'époque : une production centralisée dépendant fortement des ressources fossiles. Au vu

des changements qui devraient s'opérer dans le système énergétique, ces modèles de prospective sont-ils toujours adaptés à une évaluation des futurs possibles ? La prochaine section s'attachera à présenter de manière succincte le concept de *Smart Grids* et les fonctionnalités qui lui sont associées. Puis nous aborderons la question de sa représentation dans les modèles de prospective ou de la nécessité de développer de nouveaux modèles directement adaptés.

1.3 Évolution du système électrique : émergence du concept de *Smart Grids*

Au-delà des défis qui concernent l'ensemble du secteur énergétique (Section 1.1.2), le secteur électrique est également confronté à de nouvelles contraintes : un besoin de renouvellement des infrastructures de réseaux, une volonté d'accroître les moyens de production décentralisée et/ou intermittente et une augmentation de la demande électrique, particulièrement aux périodes de pointe¹⁰. Une des pistes pour pouvoir répondre à ces nouvelles contraintes est de développer un système électrique plus intelligent à travers les technologies de *Smart Grids*.

Bien qu'il n'existe pas de définition unique des *Smart Grids*, cette section a pour vocation d'éclairer le lecteur sur la réalité que revêt le terme « *Smart Grids* ». En effet, les différents contextes dans lesquels ont émergé la nécessité de faire évoluer les réseaux actuels en *Smart Grids* ainsi que les objectifs visés divergent d'un endroit du monde à un autre mais l'ensemble des acteurs s'est accordé sur un ensemble de fonctionnalités communes pour les *Smart Grids* (gestion de la demande, véhicules électrique, stockage, etc).

Une littérature abondante vante les bénéfices des *Smart Grids* en termes d'économies budgétaires, de diminution des émissions de gaz à effet de serre et d'intégration des énergies renouvelables intermittentes à grande échelle. Cependant, lorsque ces études sont réalisées à des échelles spatiales et temporelles trop restreintes (à l'échelle d'un quartier et/ou en temps réel), il paraît ambitieux d'extrapoler les bénéfices observés ou estimés à une échelle nationale pour un horizon de long terme. Dès lors, une implémentation de ce concept dans des modèles de prospective constituerait un point d'ancrage pour évaluer les impacts potentiels issus d'une implémentation à l'échelle nationale du concept de *Smart Grids*.

1.3.1 Un système électrique unidirectionnel soumis à de nouvelles contraintes

Le système énergétique qui était jusqu'à récemment verticalement intégré, permet seulement aux flux d'énergie d'être unidirectionnels, de la production vers la consommation (Figure 1.6). Les interconnexions entre les pays européens ont été initialement conçues pour renforcer la sécurité du système électrique en mutualisant à grande échelle des capacités de

10. On distingue deux types de pointe : la pointe journalière, occasionnée par les habitudes des consommateurs (utilisation de l'éclairage, appareils électroménagers et usages de confort) et la pointe saisonnière due aux aléas climatiques marquée par l'utilisation de systèmes de climatisation en été ou de systèmes de chauffage électriques en hiver.

production et des moyens de secours. Ces interconnexions sont aujourd'hui également utilisées pour multiplier les échanges dans le cadre de l'intégration du marché électrique européen [20, 21]. Cependant, ces interconnexions deviennent insuffisantes face à l'évolution des besoins d'échange entre les différents pays [22, 23].

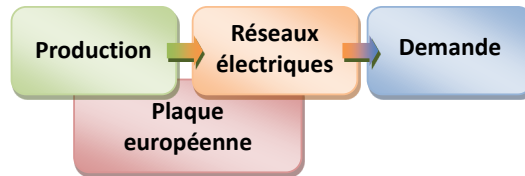


Figure 1.6. Configuration actuelle du système énergétique européen.

L'électricité étant un vecteur énergétique non-stockable, le dimensionnement des lignes et la capacité installée sont régis par la demande en pointe. Jusqu'à présent en Europe, la nécessité de rénover les infrastructures de réseau était limitée, freinant ainsi les investissements. Aux États-Unis, ce dimensionnement est devenu de plus en plus insuffisant et de nombreux consommateurs ont connu une ou plusieurs pannes de courant dues à une demande trop importante au vu des capacités des réseaux de transport d'électricité. En Europe, bien que les pannes de courant à l'échelle nationale soient moins fréquentes, le secteur énergétique devra faire face aux mêmes défis qu'aux États-Unis : une demande accrue d'électricité, un regain d'intérêt pour la production décentralisée et renouvelable et un vieillissement des infrastructures. C'est dans ce contexte qu'est né le concept de *Smart Grids* dont nous proposons les principaux jalons historiques.

Vieillessement des infrastructures de réseaux

C'est d'abord aux États-Unis que la nécessité de faire face au vieillissement et au sous-dimensionnement des infrastructures de réseaux de transport a popularisé le concept de *Smart Grids*. En effet, le secteur électrique américain est très fragmenté. Il est constitué de plus de 3100 entités séparées, publiques ou privées, et s'avère de fait difficile à contrôler [24]. Le cadre libéral complexe dans lequel baigne le système électrique américain a conduit à délaissier les investissements liés aux infrastructures de réseau : entre 1980 et 1990, ceux-ci ont ainsi diminué de 35 % [25]. De façon générale, on observe depuis 1975 un véritable déclin des investissements réalisés dans le domaine du transport de l'électricité (Figure 1.7).

Ce manque d'investissement a conduit à une croissance plus importante de la demande d'électricité en pointe comparée à la croissance de la capacité de transport, de près de 25 % depuis 1982 chaque année [24]. Cette fragilisation du réseau est à l'origine de pertes financières importantes. En effet, le manque d'investissement a conduit à une recrudescence des problèmes de congestion de lignes ; la vétusté des infrastructures et le manque de maintenance occasionnent de fréquentes indisponibilités du réseau et les pertes en lignes représentent près de 7 % de la production électrique américaine, soit 270 TWh. Ce ne sont pas moins de cinq *blackouts* importants (i.e. ayant un impact sur l'économie nationale) qui ont été recensés durant les quarante dernières années, témoignant de la fragilité du réseau et de la nécessité de

le renforcer. Les fréquentes coupures de courant aux États-Unis représentent un coût estimé à près d'un milliard de dollars selon le US Department Of Energy - Département de l'énergie américain (DOE) [24]. La vétusté des infrastructures de réseau concerne les États-Unis, mais également la Russie où les installations n'ont pas connu de modernisation depuis l'époque soviétique. Quant à l'Europe occidentale, elle est confrontée dans une moindre mesure à ces problématiques : le réseau y est en meilleur état, fortement maillé et les interconnexions plus nombreuses.

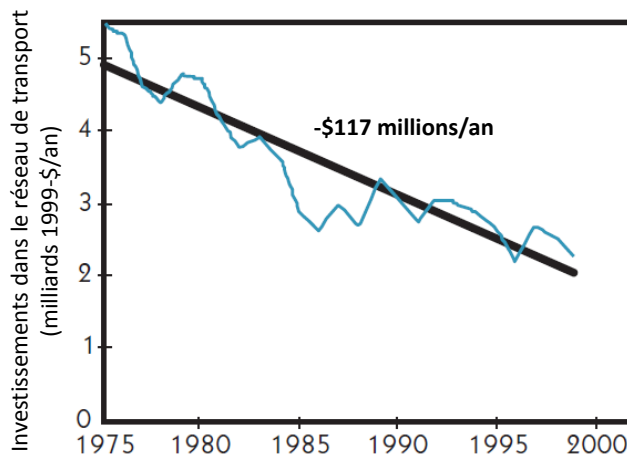


Figure 1.7. Déclin des investissements dans le domaine du transport de l'électricité aux États-Unis depuis 1975 ([26]).

Intégration d'énergies renouvelables à grande échelle

La nécessité de faire face à la vétusté du réseau et d'augmenter sa capacité ne constitue cependant pas l'unique motivation des États-Unis pour se tourner vers les *Smart Grids*. En effet, alors que la population de ce pays représente 4 % de la population mondiale, elle est responsable de près de 25 % des émissions de gaz à effet de serre¹¹ ; la moitié de l'électricité étant issue du charbon, une réorientation massive vers les énergies renouvelables permettrait de diminuer celles-ci. Ces technologies nécessitent des infrastructures pouvant intégrer les contraintes dues à leur caractère intermittent. Il faut donc investir dans le réseau afin de le restructurer et résoudre certains problèmes actuels tels que l'isolement sur un territoire réduit les incidents techniques sur les réseaux de distribution [27].

En Europe, les objectifs dits du triple 20¹² cherchent notamment à accroître la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale pour qu'en 2020, elle atteigne

11. La production électrique américaine correspond à 21 % de la production électrique mondiale.

12. Les objectifs du troisième paquet Énergie & Climat sont triples pour 2020. Ils visent à parvenir à 20 % d'efficacité énergétique, à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale européenne à 20 % et à diminuer les émissions de gaz à effet de serre de 20 % [28]. Ces objectifs se traduisent souvent pour le secteur électrique à plus de 20 % d'énergies renouvelables dans la production car c'est le secteur où il est le plus facile de substituer les énergies fossiles. La France, par exemple, a pour objectif de porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à 23 % mais avec une production électrique issue à 27 % de sources renouvelables.

20 %. Cependant, certaines sources de production de type renouvelable peuvent être intermittentes (éolien, solaire, etc.) et risquent de faire apparaître de nouvelles contraintes sur les réseaux si elles sont développées à grande échelle. En effet, nos réseaux verticalement intégrés sont actuellement plus propices à une production centralisée et à des moyens thermiques « indépendants » des aléas solaires ou éoliens. En outre, les productions de type « renouvelable intermittent » ne participent pas aux services systèmes du réseau, qui assurent l'équilibre entre l'offre et la demande à tout instant, en maintenant les niveaux de fréquence et de tension à des niveaux acceptables¹³.

Augmentation de la demande électrique de pointe

A partir des années 1950, la contrainte majeure du système électrique a été de répondre à une demande de plus en plus importante (Figure 1.8). Il fallait installer de nouveaux moyens de production pour pouvoir satisfaire le besoin en électricité. Ainsi, les moyens de production ont évolué pour gagner en rendement et en capacité.

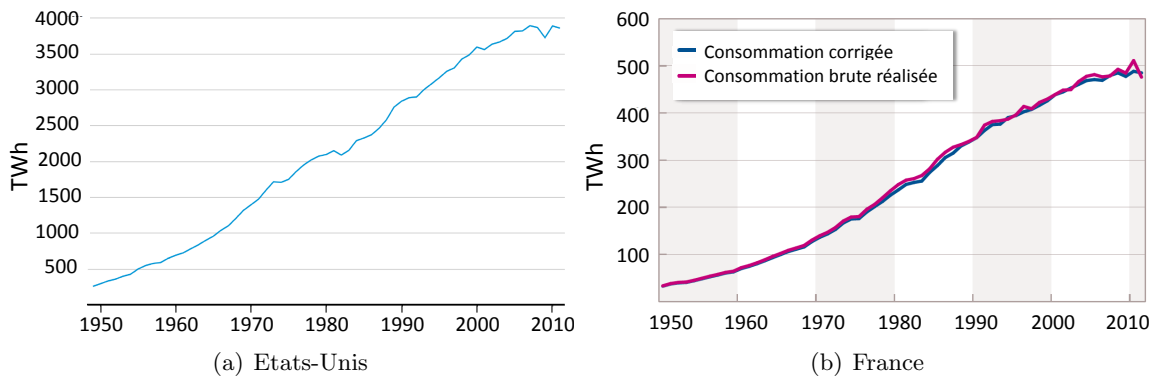


Figure 1.8. Evolution historique de la consommation d'électricité aux Etats-Unis (a) [29] et en France (b) depuis 1950 (TWh) [30].

Le parc de production électrique est dimensionné par la demande électrique la plus forte, communément appelée la pointe. Alors que la croissance de la demande électrique ralentit de façon similaire aux Etats-Unis et en France à partir des années 2000 (Figure 1.8), la situation entre les deux pays est quelque peu différente en ce qui concerne le pic de consommation électrique. La figure 1.9-(a) représente l'évolution des pics de consommation aux États-Unis en été. On constate un phénomène de saturation au cours des dernières années. Le cas de la France est tout à fait différent : on y observe une constante augmentation. En effet, durant la dernière décennie l'augmentation des pics de consommation a été 2,5 fois plus élevée que l'accroissement de la consommation moyenne d'énergie [30].

Pour faire face à la pointe croissante, les acteurs du système électrique devront soit investir dans des capacités de production de pointe, soit agir sur la demande en la rendant plus

13. Les services systèmes recouvrent les moyens que les acteurs du système, et principalement les producteurs, mettent à disposition du gestionnaire du réseau de transport, RTE en France, pour respecter ses engagements contractuels en matière de maintien de la fréquence et de la tension.

flexible (voir Section 1.3.3 et Chapitre 2), soit recourir à des importations d'électricité plus importantes que les niveaux actuels (nécessitant alors de nouvelles interconnexions).

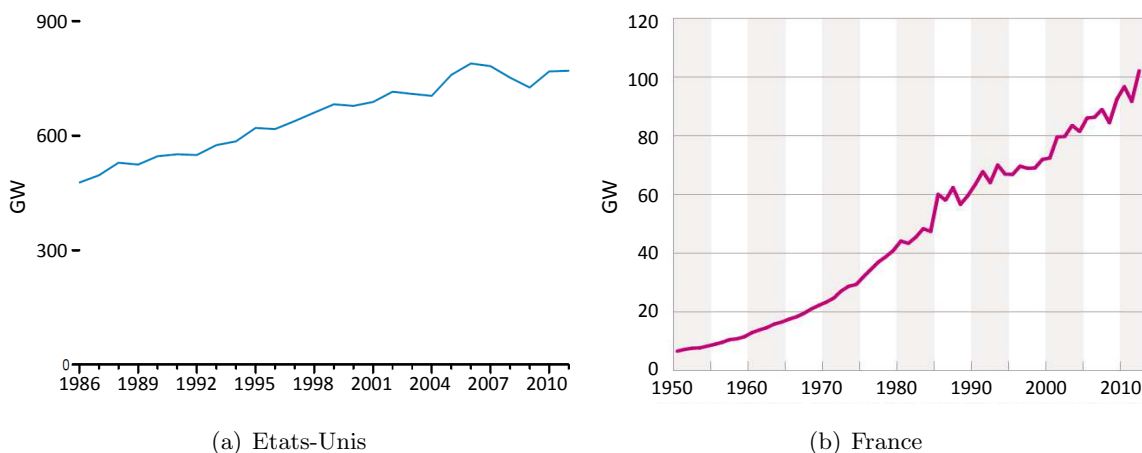


Figure 1.9. Evolution historique du pic de consommation d'électricité aux Etats-Unis depuis 1986 (a) [29] et en France depuis 1950 (b) (GW) [30].

1.3.2 Vers un réseau électrique plus intelligent

Suite à ces différents constats, l'administration Obama a introduit en 2007 un projet de loi ayant pour objectif de moderniser les infrastructures du réseau électrique américain : *the Smart Grid Initiative*. Ce projet de loi vise à augmenter l'utilisation de contrôle digital et de technologies d'information, à développer une optimisation dynamique de l'équilibre offre-demande et la cyber-sécurité liée à l'opération du réseau. Il a également pour but d'assurer une gestion et un contrôle de la demande, une intégration accrue des énergies renouvelables, l'augmentation des unités de production décentralisée et de stockage, le déploiement de compteurs intelligents, d'appareils intelligents et de services client.

L'Europe n'est pas confrontée aux mêmes problématiques que les États-Unis : le réseau y est en meilleur état et les acteurs sont moins nombreux. Les *Smart Grids* constituent dès lors une opportunité d'ouvrir de nouveaux marchés et de permettre à davantage d'acteurs d'intervenir dans la relation établie entre le fournisseur et le consommateur [27]. Le troisième paquet Energie & Climat¹⁴ incite notamment les États membres, les régulateurs et les opérateurs de réseaux à déployer des compteurs intelligents, et de manière plus générale, à lancer des programmes d'innovation pour les réseaux d'électricité [31]. Il impose¹⁵ également aux États membres que d'ici 2020, 80 % des consommateurs soient équipés de compteurs intelligents. Ainsi, les entités responsables auront pour mission de faire évoluer les réseaux d'électricité vers les réseaux de demain (Figure 1.10).

14. Plan d'actions de l'Union européenne adopté le 23 janvier 2008 par la Commission européenne.

15. Mais également les articles 13 de la directive européenne 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques *Relevé et facturation explicative de la consommation d'énergie*, et 5 de la directive européenne 2005/89/CE du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures *Maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande*.

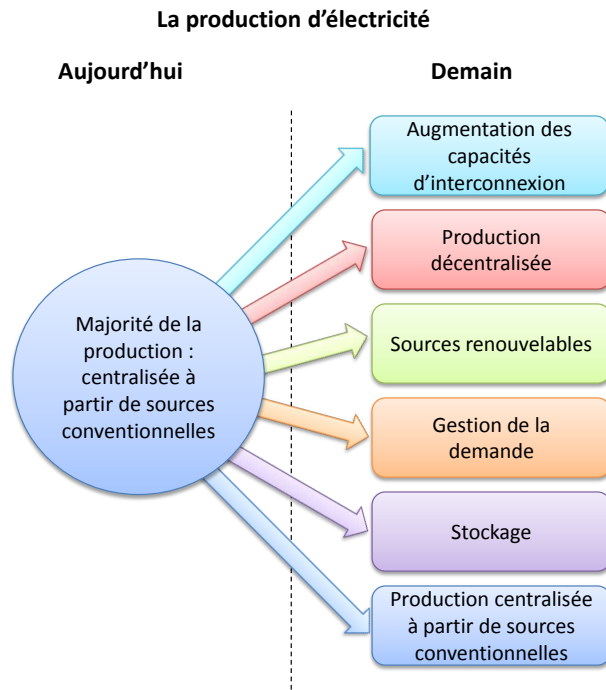


Figure 1.10. Evolution recherchée du système électrique

Le concept de *Smart Grids* recoupe des objectifs variés. Pour l'Europe, il constitue un moyen efficace d'atteindre ses objectifs 20/20/20 en maintenant les politiques soutenues par le troisième paquet Energie & Climat. Aux États-Unis, il rejoint la volonté et la nécessité de rénover les infrastructures de réseau. Cependant, une idée commune se dégage : il s'agit de greffer au système énergétique un système d'information avancé et un réseau de communication évolué, et ce, pour en optimiser le fonctionnement. L'objectif est de fusionner les technologies de télécommunication et le système électrique géré par les opérateurs de transport et de distribution [32, 33]. Il ne s'agit pas d'un changement radical de technologies mais bien d'une évolution des réseaux actuels pour les rendre plus efficaces, plus fiables, plus sûrs et qui permettent d'assurer une communication entre les différents acteurs. Bien que les éléments rendant le réseau intelligent existent déjà, la différence entre les *Smart Grids* et les réseaux actuels se situe dans leur capacité à gérer plus de complexité qu'aujourd'hui [34].

L'AIE définit les *Smart Grids* de la façon suivante : « *A Smart Grid is an electricity network that uses digital and other advanced technologies to monitor and manage the transport of electricity from all generation sources to meet the varying electricity demand of end-users. Smart Grids co-ordinate the needs and capabilities of all generators, grid operators, end-users and electricity market stakeholders to operate all parts of the system as efficiently as possible, minimising costs and environmental impacts while maximising system reliability, resilience and stability* » [35]. L'ETP-Smart Grids (European Technology Platform) définit les *Smart Grids* comme étant « *des réseaux d'électricité pouvant intégrer de manière intelligente le comportement et les actions de tous les acteurs qui y sont connectés (producteurs, consommateurs et ceux qui font les deux) dans le but d'assurer de manière efficace, durable et économique la fourniture d'électricité* » [36].

La Commission européenne a établi les bénéfices attendus du déploiement des *Smart Grids* tout en maintenant les fondements européens de durabilité, de compétitivité et de sécurité de l’approvisionnement énergétique. Il s’agit de [24, 31, 32, 34, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44] :

- faire interagir tous les acteurs concernés en gérant les flux d’information et d’énergie de manière bidirectionnelle entre les différents niveaux du système énergétique, optimisant ainsi au mieux l’utilisation des réseaux d’électricité en ayant une connaissance précise des charges ;
- rendre la production et la consommation plus flexibles, afin de faire émerger de nouveaux services énergétiques tout en promouvant l’efficacité énergétique ;
- permettre l’accès de tous les citoyens à un réseau économiquement rentable et les rendre acteurs dans l’optimisation des opérations du système en leur donnant plus de choix, d’options concernant la fourniture d’électricité ;
- moderniser les infrastructures de réseaux (transport et distribution) en les planifiant de façon optimale tout en augmentant leur efficacité à l’aide d’électronique de puissance avancée, et les rendre capable de *s’auto-réparer* ;
- diminuer la dépendance aux ressources fossiles et les impacts environnementaux qui en résultent en intégrant plus d’énergies renouvelables, intermittentes ou non ;
- promouvoir l’intégration des marchés afin de construire un marché intégré européen, permettant ainsi l’interconnexion entre différentes régions alimentées par des sources renouvelables complémentaires ;
- maintenir ou même améliorer les niveaux existants d’**efficacité**, de **fiabilité**, de **qualité** et de **sécurité** des systèmes de fourniture.

Pour répondre à ces objectifs et selon les différentes définitions, plusieurs fonctionnalités peuvent être attendues des composants des *Smart Grids* que nous avons synthétisées ci-dessous.

1.3.3 Les *Smart Grids* : une plaque énergétique aux multiples fonctionnalités

L’évolution recherchée vers un système plus intelligent se caractérise par une multitude de composants imbriqués de la production à la consommation. Ce système ne serait plus unidirectionnel et lié à des opérateurs agissant uniquement sur la production et le réseau de transport mais serait assimilable à une véritable plaque énergétique (Figure 1.11).

Les *Smart Grids* combineront à la fois un réseau d’électricité et un réseau de télécommunication, dans lesquels tous les acteurs seront liés et où les flux à la fois d’énergie mais également d’information seront bidirectionnels. Les Technologies de l’Information et de la Communication (TIC) et les Nouvelles Technologies de l’Information et de la Communication (NTIC) constituent la pierre angulaire des *Smart Grids*. Elles devront être implémentés dans la production, le transport et la distribution d’électricité mais également chez les consommateurs [38].

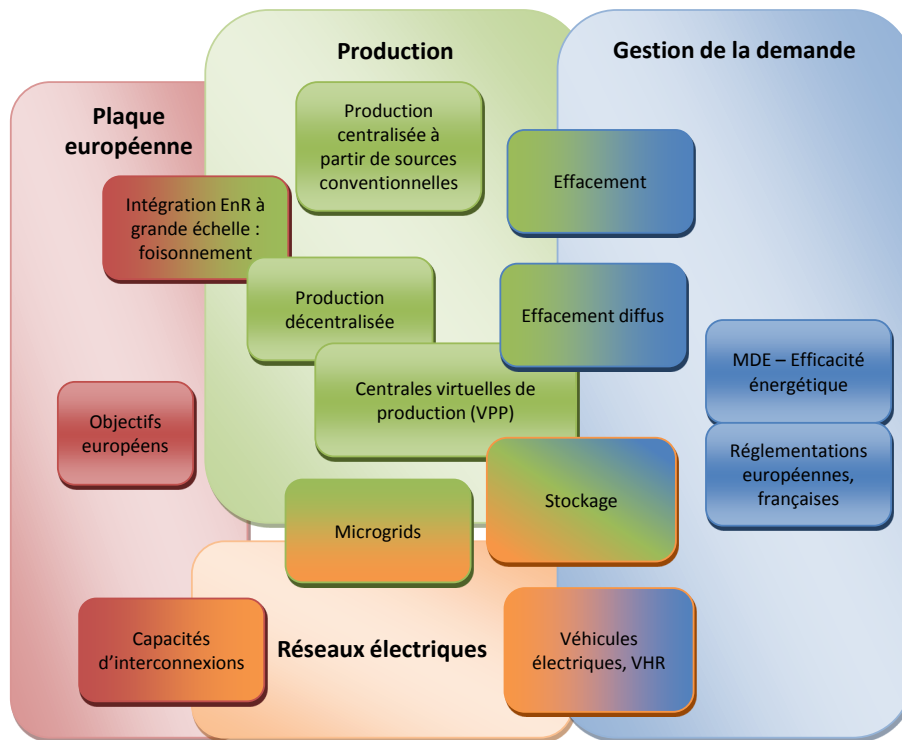


Figure 1.11. Synthèse des fonctionnalités liées au concept de *Smart Grids*

Les différentes fonctionnalités associées au concept de *Smart Grids* sont :

- **Gestion de la demande - *Demand Side Integration***

Dans le réseau actuel, la demande, de nature stochastique, est considérée comme un aléa et la gestion de l'équilibre se réalise au niveau de l'offre. A contrario, dans le réseau de demain, l'intermittence des énergies renouvelables implémentées à grande échelle déplacera le caractère incertain de l'aval vers l'amont [40] et la demande sera maîtrisée grâce à des programmes de gestion spécifiques.

La gestion de la demande inclut à la fois des programmes d'efficacité énergétique mais également de *Demand Response (DR)* soit la modulation de la demande. L'efficacité énergétique vise à réduire la consommation totale tout en maintenant un niveau équivalent de confort alors que les programmes de DR agissent sur l'allure de la courbe de charge.

Efficacité énergétique

L'efficacité énergétique concerne tous les secteurs de la demande électrique : du secteur industriel au secteur résidentiel en passant par le secteur tertiaire. Les réglementations thermiques sont de plus en plus drastiques en matière de consommations des bâtiments [45, 46, 47, 48]. Il est également possible d'agir sur les équipements consommateurs d'énergie. Par exemple, les législations européennes ont programmé la disparition progressive des ampoules à incandescence (quatre à cinq fois moins efficaces que les am-

poules « basse consommation »). En France, il a été estimé que le remplacement des ampoules à incandescence par des ampoules basse consommation permettait de diminuer de près de 8 TWh la demande électrique annuelle [49]. Mais les ampoules ne sont pas les seules à être labellisées par des étiquettes énergie, les appareils électroménagers ont également été classés en fonction de leur efficacité énergétique : de A+++ à G. Par cette sensibilisation, la Commission européenne espère inciter les consommateurs à acheter des équipements « moins énergivores » [50].

Les industriels, plus électro-intensifs, cherchent depuis longtemps à réduire leur consommation d'énergie. Avec une augmentation des prix, des entreprises classiquement peu concernées commencent à s'intéresser au potentiel des gisements d'économie d'énergie. Les groupes de production de froid ou encore les fours sont optimisés pour diminuer les factures énergétiques du secteur industriel.

Demand response - modulation de la demande

Si l'efficacité énergétique cherche à diminuer la demande moyennant des investissements, les programmes de DR quant à eux ont pour objectif de moduler la courbe de charge d'électricité en décalant les charges, en écrêtant les pointes ou en remplissant les creux. Des tarifs d'électricité incitatifs (Heures pleines/Heures creuses ou Tempo¹⁶) permettent de favoriser les utilisations de ces appareils en période de creux. Des scénarios de sobriété énergétique peuvent également être envisagés pour inciter les consommateurs à diminuer la température de consigne de leur chauffage et écrêter ainsi en partie la pointe de consommation d'électricité. Enfin, si de nouveaux usages tels la mobilité électrique se développent, la charge des véhicules électriques pourrait se faire en période de creux. Ces trois types de stratégies de DR (décaler les charges, écrêter les pointes et remplir les creux) permettraient ainsi d'optimiser la courbe de charge de la demande d'électricité en fonction de l'offre et des coûts qui lui sont associés.

Les programmes de DR sont déjà en partie implémentés sur le territoire français. Dans le secteur industriel, la société Energy Pool rémunère les industriels qui s'engagent à effacer leur consommation durant un certain nombre d'heures dans l'année. Dans le secteur résidentiel, la société Voltalis [52] propose déjà aux consommateurs résidentiels de diminuer leur facture d'électricité moyennant une possibilité d'action sur leur réfrigérateur¹⁷. Mais le fait de suspendre l'activité d'appareils électroménagers de façon brutale peut conduire à leur détérioration ; une harmonisation entre les constructeurs de ces appareils et les sociétés d'effacement est nécessaire¹⁸.

16. Le fournisseur d'électricité Electricité de France (EDF) propose différentes formules tarifaires à ses clients. La formule *Heures pleines/Heures creuses* permet de bénéficier de prix d'électricité plus avantageux à certaines périodes de la journée en acceptant de payer l'électricité plus chère durant les heures pleines. L'option *Tempo* consiste à fournir des prix variables suivant les jours et les heures d'utilisation [51].

17. La société Voltalis sous contrat avec les consommateurs peut suspendre la consommation des réfrigérateurs pendant 15 à 30 minutes. L'installation du boîtier nécessaire pour suspendre l'activité du frigo est à la charge de Voltalis. Ces effacements diffus permettent à Voltalis de se rémunérer sur le mécanisme d'ajustement.

18. La société Whirlpool a lancé une gamme de lave-linge *Smart Grids Ready* possédant une interface de

Compteur intelligent

Ces programmes de DR dépendent de l'implémentation à grande échelle des compteurs intelligents (*smart meter*). Le compteur intelligent est un dispositif de comptage avancé d'électricité. Il existe deux types de compteur intelligent : l'AMR (*Automated Meter Reading*) et l'AMM (*Automated Meter Management*). Les premiers ont pour unique vocation de remonter les informations du compteur vers l'opérateur de comptage, conduisant ainsi à une connaissance plus fine, plus détaillée et en temps réel de la consommation énergétique. Le second, l'AMM, comporte une communication bidirectionnelle. En plus des lectures à distance disponibles avec les AMR, l'AMM permet également de réaliser des prestations techniques à distance, comme la déconnexion de certains appareils [33, 42]. Ces nouveaux compteurs, situés à l'interface entre une installation privée et l'opérateur du système de distribution, vont impacter l'ensemble des acteurs de la fourniture d'électricité : ils vont permettre aux consommateurs d'accéder plus facilement aux informations relatives à leur consommation énergétique, aux fournisseurs de facturer leurs clients sur la base d'offres diversifiées, aux opérateurs des réseaux de distribution de facturer de manière plus appropriée l'utilisation de leur réseau et enfin aux opérateurs des réseaux de transport d'accéder à tout moment aux informations nécessaires à la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande¹⁹ [33, 40, 42].

• Véhicules électriques

Le déploiement à grande échelle des véhicules électriques pourrait avoir un effet considérable sur la courbe de charge, particulièrement en période de pointe, si les recharges des véhicules n'étaient pas correctement réparties dans le temps. Le développement du véhicule électrique suivant un modèle de « Grid to Vehicle (G2V) » - un véhicule électrique dont on peut contrôler la charge mais qui ne restitue pas d'énergie au réseau - permettrait de pallier les risques d'augmentation de la pointe électrique mais contribuerait toutefois à accroître la consommation totale d'électricité. Le déploiement des véhicules électriques est fortement contraint aujourd'hui par leur coût d'investissement. A cette première barrière viennent s'ajouter les problématiques d'autonomie et d'acceptabilité. Bien qu'en moyenne, un usager utilise son véhicule un peu moins d'une heure par jour en France, il lui faudrait accepter que l'autonomie de son véhicule soit restreinte. La question des déplacements longs suscite beaucoup d'intérêt quant au modèle économique à développer pour les systèmes de recharge du véhicule. Les infrastructures de recharge doivent être développées en nombre suffisant pour pouvoir promouvoir le véhicule électrique. Différents moyens de recharge sont en cours de développement [40] :

1. recharge lente chez soi ou au travail sur prise classique : 6 à 8 h pour une recharge complète de la batterie ;

communication pour que les appareils s'éteignent d'eux-mêmes [42, 33]

19. Communication de la CRE du 6/6/07 sur l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance.

2. recharge rapide à une borne : un quart d'heure pour un tiers de la batterie ;
3. échange de batteries.

Le concept de « Vehicle-to-Grid(V2G) » qui consiste en un échange bidirectionnel d'énergie entre le véhicule et le réseau est également prometteur (même si le futur du véhicule électrique est encore incertain). Les véhicules n'étant utilisés en moyenne que 4 % du temps sur une journée, un véhicule électrique, durant le temps restant, pourrait constituer un moyen de stockage supplémentaire pour les réseaux électriques [38]. Cependant, ce concept est loin d'être mature et doit faire face à des contraintes tant techniques que sociales. En effet, les batteries existantes de nos jours ne peuvent supporter qu'un nombre limité de cycles de charge et de décharge sur une journée. Il faudrait également mettre en place un système évolué de communication avec la borne de rechargement. Enfin, d'un point de vue social, il faudra développer des incitations adaptées pour que les véhicules soient utilisés pour injecter de l'électricité sur le réseau au risque qu'il ne soit pas entièrement chargé lorsque le consommateur en aura besoin [33, 42].

• Stockage

Les technologies de stockage sont nombreuses, chacune possédant des caractéristiques propres. Elles peuvent, en fonction de leurs spécificités, contribuer de différentes manières à la gestion des futurs systèmes électriques ; soit elles apportent plutôt de la puissance, c'est-à-dire une assez faible quantité d'énergie dans un laps de temps court, soit elles apportent de l'énergie, c'est-à-dire une plus grande quantité d'énergie mais sur une durée beaucoup plus longue. Ces solutions de stockage peuvent également être différenciées suivant qu'elles sont implémentées de façon centralisée ou décentralisée ou encore selon leur degré de maturité (utilisées à grande échelle, au stade d'expérimentation ou de R&D). Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), par exemple, constituent une technologie de stockage déjà déployée à grande échelle, et de manière centralisée. Dans une bien moindre mesure, les technologies de stockage par air comprimé, Compressed air energy storage (CAES) sont également déjà utilisées. Le déploiement des autres technologies de stockage, actuellement au stade de la recherche ou du démonstrateur, pourrait contribuer à de nombreux services tant au niveau de la production, du réseau que du consommateur final²⁰ [53]. Le stockage pourrait notamment contribuer à une meilleure intégration de la production renouvelable intermittente en stockant les surplus d'électricité afin de les réinjecter lors des périodes de faible production et/ou de forte consommation. Il pourrait également contribuer à sécuriser l'approvisionnement énergétique d'un territoire et diminuer sa dépendance aux énergies fossiles, en se substituant à certaines centrales thermiques de pointe. Leur contribution aux réglages de tension ou de fréquence est également envisagé du fait notamment de leur grande réactivité.

20. La section 3.4 se consacre notamment à l'étude des technologies de stockage dans l'évaluation de la fiabilité du système électrique.

Les besoins sont nombreux, les technologies envisagées également. Il est donc nécessaire d'identifier les technologies les plus adaptées à chacun des besoins. En effet, chaque technologie possède ses avantages et inconvénients et il convient donc de spécifier les critères déterminants pour l'application recherchée. De plus, les barrières économiques actuelles, dues aux coûts d'investissement élevés de ces technologies, pourraient éventuellement être levées en considérant une pluralité de services rendus par une même technologie.

- **Intégration de production renouvelable intermittente**

Bien que des moyens de production d'électricité considérés comme non-émissifs, tels que l'hydroélectricité et le nucléaire, soient déjà fortement présents dans les mix de production actuels, une intégration massive de nouvelles productions renouvelables et pour certaines, décentralisées (éolien, solaire, énergie des vagues), permettrait d'atteindre les objectifs fixés par le troisième paquet Energie & Climat. Ces technologies existent mais leur déploiement à grande échelle est notamment freiné du fait de leur caractère intermittent dans la mesure où il peut dégrader la fiabilité du réseau et rendre plus difficile la gestion de l'équilibre offre-demande. La production décentralisée peut en effet avoir un impact sur les réseaux locaux en causant une inversion des flux de puissance et une variation des niveaux de tension potentiellement dangereuse [37]. Il faut donc adapter les réseaux pour y développer à plus grande échelle ces types de production.

- **Centrale Virtuelle de Production**

Une « Centrale Virtuelle de Production, *Virtual Power Plant (VPP)* » est une agrégation de petites unités de production décentralisées utilisant des sources d'énergie différentes. Il ne s'agit pas d'une technologie en soi mais d'un concept pour combiner la production décentralisée, les effacements et le stockage. On ne cherche pas à connecter les centrales de manière physique mais à l'aide des TIC. Il s'agit donc d'une représentation flexible d'un portefeuille d'unités décentralisées (comportant du stockage ou non) qui peut être utilisée pour réaliser des contrats sur les marchés de gros et pour offrir des services aux opérateurs système. Ainsi, le fonctionnement de chaque unité de production est optimisé en tenant compte de l'ensemble de la VPP pour maximiser les opportunités de production et de revenus.

Cette mobilisation de production d'énergie décentralisée permet ainsi aux producteurs indépendants de s'intégrer dans le marché de l'électricité. Ce concept de centrale virtuelle rend les unités de production décentralisées visibles pour les opérateurs de réseaux et constitue une structure qui permet aux agrégateurs d'intégrer la production décentralisée²¹. Ce type d'agrégation de petites unités de production décentralisée pourrait également, à terme, venir concurrencer les unités de production centralisée actuelles [38].

21. Pour pouvoir participer au mécanisme d'ajustement, les producteurs et consommateurs doivent disposer au minimum de 10 MW.

- **Microgrids**

Les microgrids sont définis par l'European Technology Platform - Smart Grids (ETP-SG) comme des réseaux de basses et moyennes tensions comprenant des unités de production décentralisées, des systèmes de stockage et des charges contrôlables (de quelques centaines de kW à quelques MW de capacité installée) [37]. Les microgrids peuvent donc comprendre l'ensemble des fonctions présentées précédemment (gestion de la demande, véhicules électriques, etc.). Ils sont connectés au réseau mais peuvent aussi s'utiliser de manière isolée en cas de défaut du réseau de transport. Une fois que le problème est résolu, le microgrid peut être resynchronisé [38].

1.3.4 Comment cette évolution du système électrique va-t-elle s'opérer ?

De multiples facteurs pourraient freiner le développement des *Smart Grids*. La question de leur financement constitue ainsi une pierre d'achoppement. Qui va payer pour leur développement à grande échelle ? Les gestionnaires de réseau dont les coûts seront réduits par des réseaux plus efficaces ? Les consommateurs qui verront leur facture allégée par des reports ou réductions de consommation ? Les producteurs dont les coûts d'opération seront amoindris par le lissage des pointes de consommation ? Ou les fournisseurs d'énergie pour lesquels la gestion des flux sera plus simple et plus efficace ? En plus des barrières d'ordre économique, le déploiement des *Smart Grids* est confronté à des barrières sociétales et technologiques tels que l'acceptabilité, la standardisation, l'interopérabilité, la sécurité des données privées.

Fiabilité, stabilité, sécurité et efficacité

Un système électrique est considéré comme fiable s'il est capable d'assurer à la fois sa sécurité (il peut répondre à la demande électrique totale) et sa stabilité (il est capable de résister à des phénomènes transitoires - aléas de production ou de consommation, pertes de lignes connectées, congestion de lignes, etc. - et de revenir à un régime permanent). La tension et la fréquence constituent deux grandeurs caractéristiques du système électrique et traduisent son bon fonctionnement. L'efficacité d'un système électrique découle de sa capacité à optimiser les puissances appelées des différents moyens de production qui constituent son mix afin de garantir l'équilibre offre-demande tout en assurant la fiabilité du réseau et en minimisant le coût du système. Cependant, certains chercheurs [54] craignent que les *Smart Grids* accroissent la complexité du système électrique et dégradent sa fiabilité, alors que les objectifs européens cherchent à garantir des niveaux équivalents ou supérieurs de fiabilité par rapport aux niveaux actuels [36].

Des études incompatibles avec un objectif de long terme

En se basant sur les fondements du réseau actuel, les acteurs du secteur énergétique espèrent construire le réseau de demain. Les investissements étant colossaux, il faut dès lors

établir des stratégies à long terme. Dans cette optique, de nombreux projets de démonstrateurs (NiceGrid, Premio, SafeWind, Twenties, Fenix, etc. [40]) ainsi que de nombreuses études d'optimisation portant sur les différentes fonctionnalités des *Smart Grids* (Gestion de la demande, véhicules électriques, etc.) [55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64] ont été réalisés ou sont en cours de l'être. Néanmoins, peu d'études s'attachent à évaluer plusieurs fonctionnalités dans un même modèle. De plus, ces études sont généralement restreintes à des échelles spatiales d'une centaine de foyers. Ces études font généralement état d'optimisation en temps réel et constituent rarement des approches à plus long terme.

Par ailleurs, certains organismes tels que l'*Electric Power Research Institute (EPRI)*, le DOE, l'AIE ou le *Brattle Group* publient des rapports portant sur les bénéfices à long terme des *Smart Grids* en termes d'économies ou de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cependant, les fonctionnalités liées aux *Smart Grids* sont parfois étudiées séparément et les bénéfices associés simplement additionnés, ne permettant pas un arbitrage objectif. En effet, la complémentarité entre les différentes fonctionnalités des *Smart Grids*, par exemple la gestion de la demande couplée à l'implémentation de stratégies de pilotage des véhicules électriques, pourrait conduire à des résultats bien différents qu'un simple empilement des différents bénéfices. Ces différents constats amènent à penser que l'avenir des *Smart Grids* est encore flou et que les gains qui en découleraient sont incertains.

Dans son étude *Estimating the costs and benefits of the Smart Grid*, l'EPRI a évalué les coûts et bénéfices liés à l'implémentation des *Smart Grids* aux Etats-Unis [65]. L'organisme américain a estimé les coûts sur une période de 20 ans dans une fourchette de 338 à 476 milliards de dollars. Les bénéfices nets quant à eux sont évalués de 1294 à 2028 milliards de dollars, ramenant ainsi le ratio bénéfices/coûts de 2,8 à 6. L'estimation des coûts et bénéfices réalisée dans cette étude est un premier pas vers une estimation globale mais ne semble pas tenir compte des possibles compétitions qui pourraient avoir lieu entre les différentes fonctionnalités des *Smart Grids*. On peut arriver à cette même conclusion concernant les études réalisées par le DOE. L'étude *Environmental Impacts of Smart Grids* réalisée en collaboration avec le *National Energy Technology Laboratory (NETL)* s'attache à détailler les potentiels de réduction d'émission de CO₂ liés à six composants des *Smart Grids* : la *Demand Response*, les véhicules électriques, l'efficacité énergétique, les productions d'origine renouvelable et décentralisée et les systèmes de transport et distribution [66]. L'étude *The Smart Grid : An Estimation of the Energy and CO₂ Benefits* réalisée avec le *Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)* recense également de nombreux mécanismes rendus possibles par les *Smart Grids* et en détaille les bénéfices en termes de réduction de consommation d'énergie et d'émissions à un horizon 2030 [67]. Ces analyses coûts/bénéfices très importantes pour motiver les investissements à réaliser dans le secteur électrique constituent le premier échelon pour évaluer les impacts des *Smart Grids*. Les bénéfices sont listés suivant les différentes fonctionnalités, ce qui permet de mettre en évidence les potentiels des différents composants, mais il semblerait que cette analyse ne tienne pas compte des possibles interactions pouvant exister entre eux.

Ryan Hledik, membre du *Brattle Group*, a évalué selon deux scénarios, le niveau de réduction d'émissions de gaz à effet de serre auquel les composants des *Smart Grids* pourraient

contribuer à l'horizon 2030 [68]. Ces deux scénarios, l'un appelé conservateur et l'autre étendu, ont été comparés à un scénario *Business as Usual (BAU)* à l'aide du modèle *RECAP (Regional Capacity Planning)* :

- Scénario conservateur : il considère les impacts que pourraient générer les technologies disponibles aujourd'hui (compteurs, tarification horo-saisonnière, technologies d'automates et d'échanges d'informations, etc.). Il prend en considération les conclusions de l'étude *The Power of Five Percent* du *Brattle Group* dans laquelle est mentionné qu'une réduction potentielle de 11,5 % de la demande à la pointe est envisageable à l'aide d'un déploiement massif des technologies actuelles de compteurs et d'automates complété par une tarification dynamique²². Ce scénario considère également une réduction nette de la consommation de 4 %²³.
- Scénario étendu : il prend en compte les impacts que pourraient générer les technologies disponibles et les futures technologies (systèmes de distribution intelligents, développement important de production renouvelable décentralisée et de technologies de stockage). Ce scénario considère ainsi une augmentation de la production électrique à partir de sources renouvelables, doublée par rapport au scénario Business As Usual (BAU), et une diminution des pertes sur le réseau de distribution de 10 %²⁴.

Les résultats obtenus avec cette première modélisation sont une diminution des émissions de gaz à effet de serre de près de 5 et 16 % respectivement pour les scénarios conservateur et étendu, par rapport à un scénario BAU en 2030. Ce scénario BAU possède un taux d'accroissement annuel moyen des émissions de CO₂ de 0,7 %, les deux autres scénarios de 0,5 % et -0,1 % respectivement.

L'AIE a quant à elle également publié de nombreux rapports liés aux *Smart Grids*, analysant les potentiels associés à l'une des fonctionnalités [70, 71, 72, 73]. Elle a également publié des études plus larges, telle qu'une *roadmap* sur les technologies de *Smart Grids*, évaluant les potentiels de réduction de CO₂ [35] ou encore une analyse du potentiel d'écrêtement du pic de consommation d'électricité à l'horizon 2050 [74]. Dans sa roadmap, l'AIE a établi quatre scénarios, suivant le niveau de déploiement des *Smart Grids* (SG_{min} et SG_{max}) pour les deux scénarios de l'ETP-2010 : le scénario de référence (Baseline) et le scénario BLUE Map qui prend en compte une part importante d'énergie « propre ». Selon le scénario BLUE MAP, il est estimé que les technologies de *Smart Grids* pourraient contribuer à diminuer annuellement les émissions de CO₂ de 0,7 Gt à 2,1 Gt à l'horizon 2050. Les réductions de consommation d'électricité issues de l'implémentation des *Smart Grids* considérées dans ces scénarios sont

22. Pour cette étude, l'auteur émet l'hypothèse que 80 % des clients souscrivent à des tarifications horo-saisonnières, que la majorité d'entre eux (60 à 70 %) n'utilise pas de technologies d'automates et que la demande en pointe serait reportée aux périodes de creux.

23. Certaines études ont également montré qu'une tarification dynamique pousserait les consommateurs à acheter des équipements moins énergivores, ce qui conduirait à une diminution nette de la consommation de 4 % pour le secteur résidentiel et de 2,6 % pour les secteurs tertiaire et industriel. Enfin, les études correspondant à l'impact des tarifications dynamiques, suivant les programmes envisagés, évaluent un potentiel de réduction de la consommation allant de 2 à 18 %.

24. Suivant une étude de l'EPRI[69], les pertes sur le réseau de distribution pourraient être diminuées de 27 %. Etant donné que le secteur résidentiel correspond à 37 % de la consommation totale, les pertes liées à ce secteur correspondent ainsi à 10 %.

des résultats des autres études [74, 71, 75], en se basant sur la méthodologie adoptée dans les analyses de l'EPRI [69]. En utilisant ces données dans un modèle de planification long terme, il est possible d'établir un mix énergétique et d'évaluer les possibles réductions d'émissions à l'aide des *Smart Grids*. La limite de ces analyses repose sur le fait que l'optimisation entre l'offre et la demande n'est pas réalisée dans un même modèle, les bénéfices des *Smart Grids* étant directement intégrés comme une donnée d'entrée.

L'ensemble de ces contributions permet de faire état de premiers résultats sur les bénéfices potentiels des *Smart Grids*. Néanmoins, ces études globales se basent généralement sur des gains en termes de réduction d'émissions ou de consommations électriques à partir d'études pré-établies et ne permettent donc pas d'arbitrer entre les différentes options qui s'offrent à nous pour concevoir le système électrique de demain. Les modèles de prospective devraient permettre d'évaluer cette rupture du système électrique. Ces modèles, construits pour représenter les systèmes énergétiques classiques, sont-ils adaptés pour évaluer les systèmes énergétiques « intelligents » ?

Elaboration d'un modèle de prospective regroupant plusieurs fonctionnalités des *Smart Grids*

Comment dès lors envisager une étude long terme prenant en compte les fonctionnalités des *Smart Grids* pour évaluer les futurs possibles des systèmes électriques avec les modèles de prospectives que nous connaissons (Section 1.2) ? Ces modèles établis dans les années 1970 ont été construits sur le schéma d'époque du système électrique : une adéquation de l'offre à une demande exogène. Toutefois, comme explicité dans cette section, les futurs systèmes électriques s'ils sont intelligents devraient bouleverser ce schéma. Est-il nécessaire d'établir de nouveaux modèles directement adaptés à cette rupture opérée dans le secteur énergétique ou une évolution des modèles existants est-elle suffisante ?

La véritable révolution qui devrait s'opérer dans ces modèles serait de réaliser une optimisation non plus uniquement au niveau de l'offre pour répondre à une demande exogène mais bien sur le système électrique dans son ensemble (offre et demande), en considérant également les investissements qui peuvent être réalisés sur la demande électrique. Pour cela il est nécessaire de bien représenter cette consommation électrique : quels sont les différents usages ? Comment ces usages vont-ils évoluer ? Quelles seront les technologies qui permettront de répondre aux demandes futures ? Toutes ces questions nécessitent d'avoir une désagrégation fine de la demande et des technologies associées. Les modèles *bottom-up* étant mieux adaptés à l'étude des problèmes systémiques [11], nous avons choisi le modèle TIMES, un modèle autorisant cette désagrégation (1.2), pour évaluer des futurs systèmes électriques intégrant certaines fonctionnalités des *Smart Grids*. Pour autant, les modèles *bottom-up* dirigés par une demande exogène généralement inélastique peuvent-ils rendre compte de la flexibilité qui devrait émaner des futurs réseaux ? Une des principales faiblesses de ces modèles se situe dans leur représentation imparfaite des comportements des producteurs et des consommateurs notamment face à des contraintes externes ou à des signaux de prix mais aussi dans leur manque de modélisation des marchés et de leurs imperfections [11]. Bien qu'ils puissent

tenir compte d'une certaine élasticité-prix de la demande, les hypothèses à poser pour évaluer sont difficilement vérifiables.

1.4 Les modèles TIMES

Les études prospectives réalisées à l'aide de The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES) évaluent les futurs possibles du mix énergétique en fonction des orientations prises. Cela lui confère une identité d'outil d'aide à la décision. Apportant des résultats sur des horizons long terme, il offre la possibilité aux acteurs du secteur énergétique d'analyser les évolutions du mix énergétique suivant un périmètre géographique déterminé. Différents scénarios peuvent être analysés selon les directives mises en place dans certains pays sur les émissions de polluants, d'utilisations de certaines technologies, etc.

Le formalisme d'optimisation MARKAL a été développé au début des années 1980 par l'ETSAP, un programme mis en place par l'AIE [18]. TIMES est le successeur de MARKAL, bénéficiant de sa logique et des fonctionnalités du modèle Energy Flow Optimization Model (EFOM) [76, 77]. TIMES combine les fonctionnalités de MARKAL (l'allocation de capacité) et d'EFOM (les flux de commodités). L'acronyme TIMES correspond à un générateur de modèle écrit en langage GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Il s'agit d'un ensemble d'équations décrivant l'optimisation du système énergétique en fonction des données renseignées par l'utilisateur de façon générique (fichiers .mod). Un solveur mathématique (dans notre cas CPLEX) est utilisé par la suite pour résoudre ce problème de minimisation sous contrainte du coût total actualisé du système énergétique. C'est au travers de l'interface VEDA (*VErsatile Data Analysis*) que l'utilisateur renseigne l'ensemble des données au moyen de classeurs Excel. Toutefois, seuls les paramètres prédéfinis par le formalisme TIMES peuvent être considérés via l'interface VEDA. Cette interface génère par la suite les fichiers de données compatibles pour GAMS (fichiers .dat) et ne permet donc pas de renseigner des variables et paramètres supplémentaires.

De nombreux modèles issus du générateur TIMES ont été développés dans le cadre de l'ETSAP [18]. Ce sont plus de 150 équipes de recherche à travers 50 pays qui utilisent cette plate-forme de modélisation. Les couvertures géographiques, temporelles et sectorielles sont modulables. Certains modèles étudient l'évolution du mix énergétique mondial, d'autres se consacrent uniquement à un pays, une région, un seul secteur (par exemple, le secteur électrique) suivant des horizons de moyen (2030), de long (2050) voire de très long terme (2100). Trois modèles ont notamment été améliorés ou développés au sein du Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) :

- TIAM-FR, la version du CMA du modèle global TIAM [78, 79, 14] ;
- TIMES-France, dédié à l'ensemble du secteur énergétique de la France [80] ;
- TIMES-Réunion, représentant le secteur électrique de l'île de la Réunion [10].

L'île de la Réunion s'étant fixé un objectif de production électrique issue à 100 % de sources renouvelables à l'horizon 2030, il est intéressant de se demander dans quelle mesure

les *Smart Grids* pourraient constituer un levier supplémentaire pour atteindre cet objectif. Par ailleurs, certaines caractéristiques propres aux systèmes insulaires, comme la présence de forts potentiels d'énergies renouvelables et la fragilité du réseau, en font de bons terrains pour le développement et l'évaluation de nouvelles stratégies énergétiques. Aussi, nous avons décidé de réaliser notre étude sur les impacts long terme d'une implémentation nationale des *Smart Grids* à l'aide du modèle TIMES-Réunion, présenté à la fin de cette section. Cependant, comme cela a déjà été soulevé, les modèles issus du générateur TIMES se basent sur une demande exogène et ne considèrent généralement pas une représentation du réseau électrique mais seulement des technologies de production et de consommation. Ainsi, cette section décrit également le fonctionnement de TIMES, en explicitant la représentation du secteur énergétique mais également du calcul d'optimisation réalisé.

1.4.1 Représentation du système énergétique

Chaque étape de la chaîne énergétique : des énergies primaires aux services énergétiques finaux (chauffage, éclairage, déplacements, etc.) est identifiée dans le modèle, qu'il s'agisse de technologies existantes ou futures. Cette désagrégation correspond à une représentation technologique explicite. En effet, le système énergétique de référence (*Reference Energy System - RES*) correspond à la construction linéaire d'un ensemble de procédés élémentaires, dont un exemple est donné à la figure 1.12.

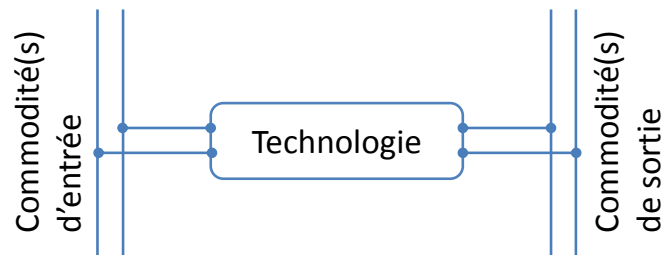


Figure 1.12. Représentation de procédé élémentaire dans le générateur de modèles TIMES.

Un exemple de construction de système énergétique de référence est donné à la figure 1.13. Ces procédés élémentaires sont constitués de trois composants différents.

- *Les commodités* correspondent à tous les vecteurs énergétiques (énergies primaires, énergies finales, énergies utiles), aux services énergétiques, aux matériaux, aux flux monétaires et aux émissions. Dans la figure 1.12, ils correspondent aux arcs verticaux.
- *Les technologies (processes)* consomment des commodités pour en produire d'autres. De l'amont à l'aval de la chaîne énergétique, ce sont les procédés d'extraction des ressources fossiles, d'import, mais également de transformation des énergies primaires en énergies finales (raffineries, centrales électriques) et des procédés assurant les services énergétiques (chauffage, voiture etc).
- *Les flux de commodités* sont les entrées et sorties de commodités des technologies, représentés à la figure 1.12 par les arcs horizontaux.

La représentation détaillée du secteur énergétique suivant l'ensemble des technologies mobilisables permet d'analyser les compétitions et les effets de substitutions possibles entre les technologies. Les technologies et commodités comportent différents attributs. Les technologies possèdent des caractéristiques tant d'ordre économique (coûts d'investissement, coûts fixes et variables d'opérations et de maintenance, etc.) que d'ordre technique (rendement, facteur de disponibilité, année de disponibilité de la technologie, durée de vie, etc.). Les capacités installées sont renseignées dans le modèle. Il est possible de fixer des contraintes de limite supérieure et/ou inférieure d'activité et/ou de capacité. Ces contraintes peuvent également être appliquées aux commodités, permettant par exemple de limiter les émissions de CO₂.

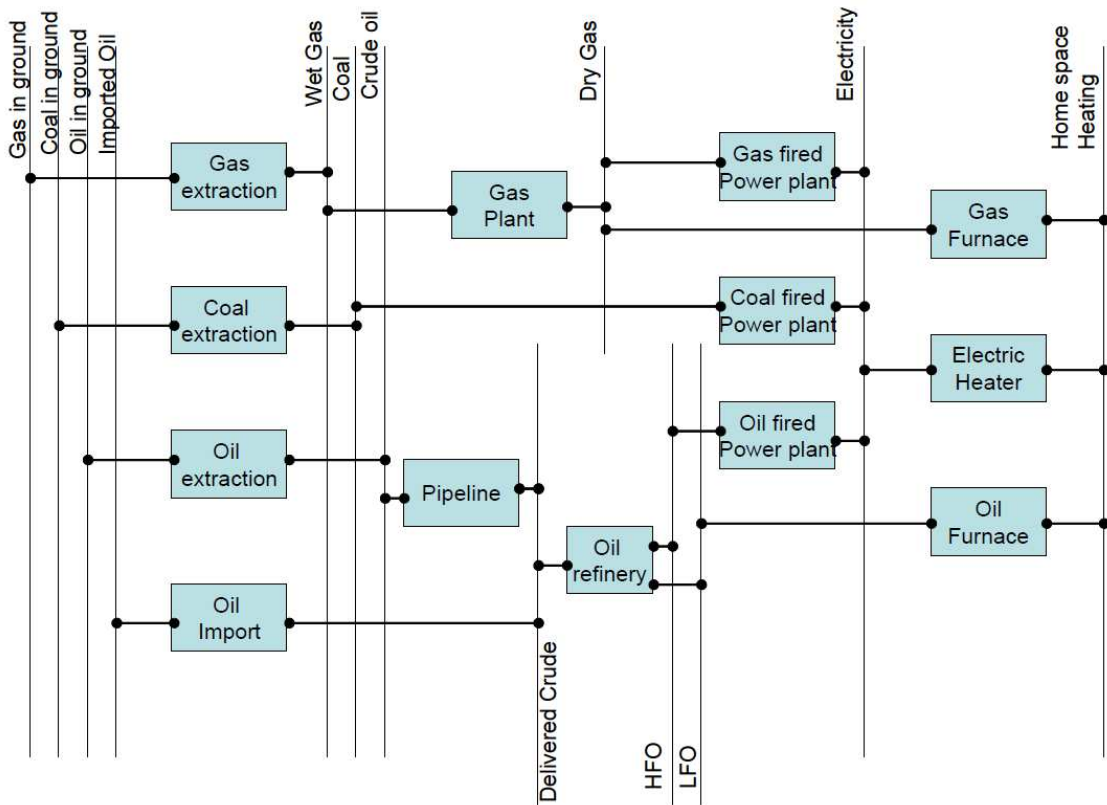


Figure 1.13. Exemple de système énergétique de référence [77].

La somme des flux des commodités de demande est exogène. L'évolution de la demande est générée en optant soit pour une hypothèse directe des différentes commodités de demande, soit pour des lois d'évolution des commodités de demande en fonction de *drivers* prédéfinis²⁵. Ces *drivers* proviennent généralement d'études macroéconomiques et de modèles *top-down*.

L'horizon temporel est découpé en périodes de plusieurs années (généralement 5 ans), pendant lesquelles les paramètres des technologies peuvent évoluer (représentation du progrès technologique). Il est également possible de définir des divisions temporelles : des découpages saisonniers ou infra-journaliers appelés *timeslices* (tranches horaires) pour tenir compte de la variabilité de certains paramètres. Les modes et les coûts de production de certains vecteurs

25. Il s'agit de paramètres macroéconomiques tels que l'évolution de la population, l'évolution du PIB, l'évolution du PIB par habitant, l'évolution du nombre de ménages, etc.

énergétiques ou les caractéristiques de certaines technologies peuvent ne pas être constantes sur l'année. L'électricité par exemple, est considérée aujourd'hui comme un vecteur énergétique non-stockable qui nécessite d'avoir une adéquation entre l'offre et la demande et impose donc de recourir aux *timeslices*. Certaines sources énergétiques peuvent également être indisponibles à certaines périodes : la production de chaleur et d'électricité à partir d'énergie solaire ne se fait que durant la journée.

1.4.2 Optimisation du système énergétique

Afin de réaliser un calcul d'équilibre énergétique à tous les niveaux du système, l'utilisateur doit fournir des estimations des demandes d'énergie finale des différents secteurs (agriculture, commerce, résidentiel, industrie et transport) pour chaque région²⁶, constituant ainsi un cas de référence. Il doit également fournir les capacités résiduelles des installations existantes, les caractéristiques des technologies futures, les nouvelles ressources d'énergie primaire et leur potentiel. Ces données sont ensuite converties en matrices, correspondant à un problème de programmation linéaire dont la fonction objectif est la minimisation sous contrainte du coût total actualisé, ce qui se traduit par les équations 1.1 et 1.2. L'optimum correspond au cheminement technologique qui minimise le coût total du système énergétique de référence tout en satisfaisant les demandes finales, et ce, sur l'ensemble de la période modélisée. TIMES est un modèle dynamique : les investissements réalisés à la période t sont faits en connaissance des demandes futures des périodes $t+1$, $t+2$, etc. Pendant la phase d'optimisation, le modèle reconstitue à chaque période la courbe d'offre en hiérarchisant les moyens de production par ordre de coût croissant, en considérant une situation de concurrence parfaite. Il conserve également la possibilité de limiter les activités et/ou capacités de certaines technologies au moyen de contraintes ou de taxes.

$$\min(CX) \tag{1.1}$$

$$\text{sous contrainte } \begin{cases} AX \geq b \\ EX \geq \text{dem} \end{cases} \tag{1.2}$$

L'équation 1.1 est la fonction objectif, le coût total actualisé (tenant compte de l'ensemble des coûts, la matrice C et des variables de décision, le vecteur X). Les équations 1.2 correspondent aux contraintes. La première regroupe des contraintes techniques et de limites de capacité ou d'activité (spécifiées par l'utilisateur) traduite par la matrice A et le vecteur b , la seconde tient compte du respect de la demande suivant la matrice E et le vecteur dem qui reprend l'ensemble des demandes. La résolution du problème d'optimisation délivre pour chaque période, les valeurs des variables de décision et le coût marginal associé à chaque contrainte.

26. Le modèle peut comporter qu'une seule région si il s'agit d'un modèle national ou régional, comme TIMES-FR ou TIMES-Réunion

Les variables, les paramètres et les équations relatifs au formalisme TIMES utilisent les indices suivants :

- $\mathbf{r} \in \mathbf{R}$: r indique la région de l'ensemble \mathbf{R} comprenant toutes les régions spécifiées,
- $\mathbf{t} \in \mathbf{T}$: t correspond à la période de l'ensemble \mathbf{T} comprenant toutes les périodes renseignées,
- $\mathbf{v} \in \mathbf{V}$: v indique l'année de l'investissement (vintage) de l'ensemble \mathbf{V} (lorsqu'une technologie n'est pas définie dans l'ensemble \mathbf{V} , $t = v$),
- $\mathbf{s} \in \mathbf{S}$: s correspond à la timeslice (tranche horaire) de l'ensemble \mathbf{S} comprenant toutes les tranches horaires définies par l'utilisateur (si aucun découpage par timeslice n'a été défini pour une commodité ou une technologie, elle est alors définie par défaut de façon annuelle),
- $\mathbf{p} \in \mathbf{P}$: p correspond à la technologie (*process*) de l'ensemble \mathbf{P} comprenant toutes les technologies spécifiées,
- $\mathbf{c} \in \mathbf{C}$: c correspond à la commodité de l'ensemble \mathbf{C} comprenant toutes les commodités définies.

Variables de décision

Les variables de décision X des équations 1.1 et 1.2 sont :

- **NCAP**($\mathbf{r}, \mathbf{v}, \mathbf{p}$) : les investissements dans les nouvelles capacités (en GW ou PJ/an) d'une technologie p , à la période v et dans la région r ,
- **CAP**($\mathbf{r}, \mathbf{v}, \mathbf{t}, \mathbf{p}$) : les capacités installées (en GW pour les centrales électriques et en PJ/an pour les autres technologies) d'une technologie p , dans la région r à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v),
- **ACT**($\mathbf{r}, \mathbf{v}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{s}$) : niveau d'activité (le fonctionnement - en PJ - par an) d'une technologie p , dans la région r à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v et durant la tranche horaire s),
- **FLOW**($\mathbf{r}, \mathbf{v}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{c}, \mathbf{s}$) : flux de la commodité c consommée ou produite (en PJ par an) par la technologie p dans la région r à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v et durant la tranche horaire s),
- **SIN**($\mathbf{r}, \mathbf{v}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{c}, \mathbf{s}$) et **SOUT**($\mathbf{r}, \mathbf{v}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{c}, \mathbf{s}$) : quantité de la commodité c stockée ou déchargée (en PJ) par la technologie p , dans la région r , à la période t à la tranche horaire s (et de façon optionnelle pour une période de construction v),
- **TRADE**($\mathbf{r}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{c}, \mathbf{s}, \mathbf{imp}$) et **TRADE**($\mathbf{r}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{c}, \mathbf{s}, \mathbf{exp}$) : quantité de la commodité c importée ou exportée (en PJ par an) au moyen de la technologie p dans la région r , à la période t (de façon optionnelle à la tranche horaire s).

Fonction objectif

La fonction objectif du problème de minimisation sous contrainte est le coût global actualisé (*NPV - net present value*) tenant compte des coûts d'investissement, d'opération et de maintenance, des importations, des revenus d'exportations et de la valeur de rachat des équipements en fin de l'horizon de temps. L'équation 1.1 est donc :

$$NPV = \sum_{r \in R} \sum_{y \in Y} (1 + \alpha(r))^{y_{ref} - y} ANNCOST(r, y) \quad (1.3)$$

- Y : indice de l'ensemble des années de l'horizon étudié,
- $\alpha(r)$: taux d'actualisation de la région r ,
- y_{ref} : année de référence
- $ANNCOST(r, y)$: coût annuel de la région r pour la période y , comprenant d'une part, les coûts positifs correspondant aux coûts d'investissement et de démantèlement, aux coûts fixes et variables d'opération et de maintenance, aux coûts d'importations et d'extraction des ressources domestiques, aux coûts de fourniture, aux taxes associées à des commodités ou des technologies et d'autre part, les coûts négatifs correspondant aux revenus d'exportation, aux subventions associées aux commodités ou technologies, aux revenus liés au recyclage des commodités après démantèlement d'une technologie ainsi que la valeur de récupération du système des investissements actifs à la fin de l'horizon d'étude.

Contraintes

Il existe trois types de contrainte : une contrainte de satisfaction de la demande, des contraintes techniques (limites de fonctionnement, accumulation des capacités entre les différentes périodes, etc.) et des contraintes additionnelles spécifiées par l'utilisateur. Les contraintes techniques sont nombreuses et seules celles considérées comme étant les plus importantes pour notre étude sont décrites ci-après.

Satisfaction de la demande

Cette première contrainte est un cas particulier de l'équilibre des flux énergétiques (Equation 1.4). Elle permet d'assurer qu'à chaque période, la production des technologies de demande soit supérieure ou égale à chacune des commodités de demande (énergies ou services énergétiques).

Equilibre des flux énergétiques

La contrainte d'équilibre des flux énergétiques assure pour chaque période que la somme des productions de chaque commodité (importations, productions minières, sorties des technologies précédentes dans le cheminement énergétique de référence, sortie des technologies de stockage) soit supérieure ou égale à la somme des consommations (exportations, entrées des technologies suivantes dans le cheminement énergétique, entrée des technologies de stockage) (Equation 1.4).

$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall s \in S, \forall c \in C :$

$$\begin{aligned}
 & \eta(r, t, c, s) \left(\sum_{\substack{p \in IN(p) \\ c \in OUT(p)}} (FLOW(r, v, t, p, c, s) + stg_eff(r, v, p) \cdot SOUT(r, v, t, p, c, s)) \right. \\
 & \left. + \sum_{\substack{p \in IN(p) \\ c \in IMP(p)}} TRADE(r, t, p, c, s, imp) + \sum_{p \in P} release(r, t, p, c) \cdot NCAP(r, v, p) \right) \\
 & \geq \sum_{\substack{p \in P \\ c \in IN(p)}} (FLOW(r, v, t, p, c, s) + SIN(r, v, t, p, c, s)) + \sum_{\substack{p \in P \\ c \in EXP(p)}} TRADE(r, t, p, c, s, exp) \\
 & + \sum_{p \in P} sink(r, t, p, c) \cdot NCAP(r, v, p) + comfr(r, s, c) \cdot dem(r, c, t)
 \end{aligned} \tag{1.4}$$

où :

- $IN(p)$ et $OUT(p)$ correspondent aux ensembles des commodités entrantes et sortantes de la technologie p ,
- $EXP(p)$ et $IMP(p)$ correspondent aux ensembles des commodités exportées et importées via la technologie p ,
- $\eta(r, t, c, s)$ est le rendement global de transmission de la commodité c dans le système,
- $stg_eff(r, v, p)$ est l'efficacité de la technologie de stockage p ,
- $release(r, t, p, c)$ est la quantité de commodité c récupérée par unité de capacité de la technologie p démantelée,
- $sink(r, t, p, c)$ est la quantité de la commodité c requise par unité de nouvelles capacités de la technologie p ,
- $comfr(r, s, c)$ est la durée de la tranche horaire s , relative à la commodité c (pour les commodités ayant un découpage temporel par défaut - annuel - $comfr(r, s, c) = 1$),
- $dem(r, c, t)$ correspond à la commodité de demande c .

Accumulation des capacités inter-périodes

L'équation de transfert de capacité permet, à chaque période, d'assurer la cohérence des capacités installées (Equation 1.5). Elle prend en compte pour chaque technologie, les investissements réalisés avant et durant cette période t et toujours accessibles (dont la durée de vie - *life* - n'est pas déjà écoulee) et les capacités résiduelles existantes dues à des investissements qui ont été réalisés avant la première période de modélisation, pour des technologies qui existent toujours à la période t (*resid*). La capacité existante et son profil d'évolution au cours des différentes périodes sont des données exogènes et donc renseignées par l'utilisateur.

$$\forall r \in R, \forall t \in T, \forall p \in P,$$

$$CAP(r, t, p) = \sum_{\substack{t' \leq t, \\ t-t' < life(r, t', p)}} (NCAP(r, t', p)) + resid(r, t, p) \quad (1.5)$$

Limites de fonctionnement

Etant donné que le modèle TIMES comprend à la fois des variables d'activité (*ACT*) et des variables de flux de commodités (*FLOW*), il est nécessaire de lier ces deux types de variables. L'équation 1.6 permet de lier les niveaux d'activité d'une technologie *p* aux flux des commodités entrantes ou sortantes de cette technologie par un facteur de conversion *actflo* (généralement égal à 1). Il est donc nécessaire (pour une technologie connaissant de multiples entrées et/ou sorties) d'identifier le groupe de commodités qui définit son activité : *PCG* (*primary commodity group*) qui représente un sous-ensemble des commodités entrantes et sortantes de la technologie, et constitue soit un groupe de vecteurs énergétiques, soit un groupe de matériaux, soit un groupe d'émissions de gaz à effet de serre.

$$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$$

$$ACT(r, v, t, p, s) = \sum_{c \in PCG} \left(\frac{FLOW(r, v, t, p, c, s)}{actflo(r, v, p, c)} \right) \quad (1.6)$$

A chaque période, le modèle peut utiliser tout ou partie de la capacité installée d'une technologie *p*, tant qu'il respecte le facteur de disponibilité af^{27} défini par l'utilisateur. Ce facteur de disponibilité, *af*, peut être défini de façon équivalente pour l'ensemble des tranches horaires ($af=0$ durant les tranches horaires nocturnes pour le solaire) ou peut être défini de façon annuelle et l'on utilisera alors la notation *afa* ($afa=0.85$ pour une centrale nucléaire). Pour minimiser le coût total actualisé, le modèle peut donc ne pas utiliser certaines capacités pendant certaines tranches horaires ou périodes. Ainsi l'équation 1.7 empêche le modèle d'avoir une activité relative à une tranche horaire *s* supérieure à ce que peut réellement produire la capacité disponible et ce, pour chaque technologie *p* à une période *t* pour une période de construction *v* dans la région *r*.

$$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$$

$$ACT(r, v, t, p, s) \leq af(r, v, t, p, s) \cdot capunit(r, p) \cdot fr(r, s) \cdot CAP(r, v, t, p) \quad (1.7)$$

où :

- $capunit(r,p)$ correspond au facteur de conversion entre les unités de capacité et d'activité (généralement égal à 1 à l'exception des centrales électriques),
- $fr(r,s)$ équivaut à la durée de la tranche horaire *s*.

²⁷. *Availability factor*

Réserve d'électricité de pointe : réserve de capacités pendant la période de plus forte demande

Cette contrainte est définie pour des commodités ayant un découpage temporel suivant différentes tranches horaires. La contrainte 1.8 impose que la capacité totale de toutes les technologies produisant une commodité c pendant une période t dans chaque région r , soit supérieure à la puissance moyenne appelée pendant la timeslice s de plus forte demande, augmentée d'un pourcentage défini pour chaque commodité c (facteur de réserve de pic - *reserve*). Généralement, la tranche horaire concernée est renseignée par l'utilisateur qui peut cependant ne définir aucune tranche horaire en imposant alors au modèle de trouver lui-même celle qui a la plus forte demande. Il est donc possible de moduler la demande tout en satisfaisant cette équation de contrainte. L'équation 1.8 permet donc de surdimensionner le système en assurant une marge de sécurité pour faire face aux possibles aléas.

$$\begin{aligned}
 & \forall r \in R, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall s \in S, \\
 & \sum_{p \in P |_{c \in PCG(p)}} capunit(r, p) \cdot \mathbf{peak}(r, t, p, c, s) \cdot fr(r, s) \cdot CAP(r, v, t, p) \cdot actflo(r, v, p, c) \\
 & + \sum_{p \in P \setminus P |_{c \in PCG(p)}} \mathbf{peak}(r, t, p, c, s) \cdot FLOW(r, v, t, p, c, s) + TRADE(r, t, p, c, s, imp) \\
 & \geq (1 + reserve(r, t, c, s)) \cdot \left(\sum_{p \in P |_{p \text{ consuming } c}} FLOW(r, v, t, p, c, s) + TRADE(r, t, p, c, s, exp) \right)
 \end{aligned} \tag{1.8}$$

Le paramètre $\mathbf{peak}(r, t, p, c, s)$ représente la fraction de la capacité de la technologie p dans la région r pour une période t et une commodité c (électricité ou chaleur) qui peut participer au pic de demande. Il varie d'une technologie à une autre : pour l'électricité, la valeur est généralement unitaire pour les centrales classiques et est comprise entre 0,2 et 0,3 pour les productions renouvelables intermittentes (éolienne et solaire). Dans la version d'origine de TIMES, ce paramètre dépend non pas de la période étudiée t mais de la période de construction v . Si l'on cherche à interdire certaines centrales de production électrique de participer à ce surdimensionnement, il est nécessaire de modifier ce paramètre. Par exemple, l'étude de scénarios d'origine 100 % renouvelable nécessite d'empêcher la participation de centrales utilisant des énergies fossiles au surdimensionnement. Le paramètre et l'équation de pic ont été modifiées pour tenir compte non pas de l'indice v mais de t (Equation 1.8).

Dans TIMES, généralement, les demandes d'électricité introduites dans le modèle correspondent à une journée moyenne pour chaque période. Cela signifie que la capacité totale du système électrique doit être supérieure à la plus forte demande, augmentée d'un certain pourcentage pour prévenir les événements aléatoires de production ou de consommation. Cette contrainte additionnelle permet de réaliser un surdimensionnement de la capacité installée au vue de la plus forte demande. Bien que cette contrainte permette de tenir compte d'un besoin de surdimensionnement du système électrique, cette contrainte s'apparente uniquement à un

problème statique. En effet, tous les aspects dynamiques de la fiabilité du réseau ne sont pas représentés dans le modèle.

Contraintes additionnelles spécifiées par l'utilisateur

Différents scénarios peuvent être spécifiés par l'utilisateur, ce qui permet d'intégrer des contraintes sur les quantités disponibles de ressources fossiles mais également des bornes de capacité ou d'activité pour certaines technologies. D'autres contraintes comme des limites d'émission, des ratios de production issue de ressources renouvelables, peuvent également être définies.

1.4.3 Limites de représentation du système électrique

L'ensemble des équations reprises ci-dessus montre que le paradigme TIMES est bien adapté à la représentation du système électrique, dans la mesure où il tient compte des spécificités de fonctionnement des centrales électriques telles que leur disponibilité, leur rendement et le besoin de surdimensionnement du système. Toutefois, certains aspects du secteur électrique ne peuvent pas être évalués avec ce formalisme. Généralement, les modèles ne permettent pas de représenter le réseau électrique. Ainsi, les aspects liés à la dynamique du réseau et du système électrique dans son ensemble sont difficiles à prendre en compte. De même, la flexibilité de la demande n'est pas considérée dans ces modèles. Pour tenir compte des aléas de consommation, il est possible de renseigner des courbes de charge selon le découpage temporel réalisé à l'aide des différentes tranches horaires²⁸. Toutefois celles-ci sont fixées et ne permettent pas de rendre la demande modulable.

Enfin, TIMES est une famille de modèles technico-économiques basés sur une représentation des coûts et non des prix. Il est donc difficile avec une telle modélisation de représenter un déploiement de tarifications dynamiques dans des études d'évaluation de long terme.

1.4.4 Le modèle TIMES-Réunion

L'île de la Réunion a été retenue comme cas d'étude pour mettre en application la méthodologie d'intégration des *Smart Grids* développée dans ce travail de thèse. Le système énergétique de la Réunion repose actuellement sur de fortes importations d'énergie fossiles (87,5 % d'importations de charbon, de produits pétroliers et de gaz butane en 2010 [81]), bien qu'elle dispose d'un fort potentiel d'énergie de source renouvelable (bagasse, solaire, éolien, géothermie, énergie thermique des océans et énergie de la houle). Une transition énergétique lui permettant de garantir son autonomie énergétique semble accessible au vu des nombreuses alternatives aux énergies fossiles disponibles. Dans ce contexte, Paul Vergès, ancien président de la Région, a en 1999 fixé comme objectif l'autonomie énergétique de l'île, en matière de production électrique, à l'échéance de 2025 [82]. Cet objectif a été réaffirmé dans le cadre du Grenelle de l'environnement qui vise à terme l'autonomie énergétique des Département

28. Lorsqu'aucune courbe de charge n'est renseignée pour une commodité de demande, le modèle considère une consommation moyenne sur l'ensemble des tranches horaires.

d'outre-mer (DOM) à l'horizon 2030²⁹ [83]. Cette même loi spécifie également les orientations nécessaires pour atteindre cette autonomie tel que *développer les technologies de stockage de l'énergie et de gestion du réseau pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable intermittente [...] et d'engager un programme de maîtrise des consommations [...]*. Par ailleurs, l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 impose de limiter la puissance provenant de sources d'énergies intermittentes à 30 % de la puissance globale injectée sur le réseau à chaque instant³⁰ [84].

Les fonctionnalités offertes par le déploiement des technologies de *Smart Grids* pourraient également constituer un levier supplémentaire pour que l'île atteigne son objectif de 100 % renouvelable dans le secteur électrique, en facilitant la gestion de l'équilibre offre-demande. Dans ce contexte, EDF a lancé le projet *Smart Grids* « Millener » à l'île de la Réunion en 2011. Ce projet pilote vise à optimiser l'utilisation des énergies renouvelables grâce aux réseaux électriques intelligents³¹. Etant donnée cette volonté d'atteindre l'autonomie énergétique et de faire évoluer la contrainte législative limitant la production des sources intermittentes à 30 % de la production totale, l'île de la Réunion apparaît comme un cas d'étude particulièrement intéressant.

Mix de production électrique actuel

Le mix de production électrique actuellement installé à l'île de la Réunion repose majoritairement sur les énergies fossiles. Les figures 1.14-a et b montrent l'empilement des moyens de production électrique pour une journée type à l'île de la Réunion en 2011 durant l'hiver et l'été austral.

La récolte de la bagasse (déchet de l'industrie des cannes à sucre) ayant lieu en hiver austral, près d'un tiers de la production électrique peut être assurée à partir de cette source durable lors de certaines heures de journées d'hiver, ce qui représente près de 10 % de la production annuelle. A contrario, en été, c'est le charbon qui prédomine dans le mix électrique en assurant plus de la moitié de la production. A noter que la part du charbon dans le mix de production électrique en 2012 était de 48 %.

29. La loi n°2009-967 du 3 août 2009 spécifie également que l'île de la Réunion notamment doit atteindre un objectif de 50 % d'énergies renouvelables au minimum dès 2020.

30. *Toute installation de production dont la puissance Pmax est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre de l'énergie fatale 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 active totale transitant sur le réseau [84].*

31. Deux dispositifs au choix sont proposés aux participants volontaires de ce projet, soit une passerelle énergétique soit des panneaux photovoltaïques associés à une batterie Li-ion à domicile. La passerelle énergétique consiste en un boîtier raccordé à certains appareils électriques permettant de suivre leur consommation en temps réel et de bénéficier de conseils énergétiques personnalisés [85].

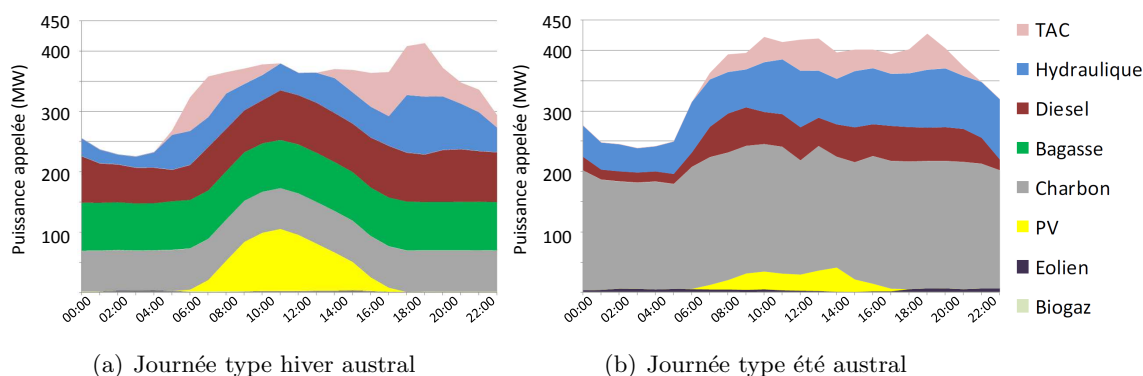


Figure 1.14. Empilements des moyens de production électrique pour une journée type à l'île de la Réunion en 2011 durant l'hiver austral (a) et l'été austral (b) issus du Bilan Prévisionnel réalisé par Electricité de France, gestionnaire de réseau de l'île de la Réunion [86].

Le tableau 1.2 reprend l'ensemble des moyens de production existant à l'île de la Réunion. L'île est également dotée d'une batterie Sodium-Soufre (NaS) mise en service fin 2009 qui permet de délivrer instantanément une puissance d'1 MW et de restituer jusqu'à 7,5 MWh.

Site	Technologie	Fonctionnement	PCN ³² [MW]
Bois Rouge	Bagasse / charbon	Base	27
	Bagasse / charbon	Base	28
	Charbon	Base	45
Le Gol	Bagasse / charbon	Base	29
	Bagasse / charbon	Base	30
	Charbon	Base	52,5
Le Port Est	Diesel	Base	12 x 17,6
Le Port	TAC	Pointe	3 x 20
La Baie	TAC	Pointe	2 x 40
Takamaka 1	Hydraulique	Base / Pointe	17,4
Takamaka 2	Hydraulique	Base / Pointe	26
Rivière de l'Est	Hydraulique	Base / Pointe	80
(Multiples)	Hydraulique	Fatal	11,6
Rivière St Etienne	Biogaz	Fatal	2
Sainte-Suzanne	Biogaz	Fatal	1,9
(Multiples)	Eolien	Intermittent	14,8 (fin 2012)
(Multiples)	Photovoltaïque	Intermittent	152 (fin 2012)
TOTAL (MW)			764

Tableau 1.2. Moyens de production existants dans le parc de production réunionnais au 1^{er} janvier 2013 [86]. Les technologies notées *Diesel* utilisent du fioul lourd, les turbines à combustion (TAC) utilisent quant à elles du fioul domestique.

26. PCN est la puissance continue nette : il s'agit de la puissance continue brute (PCB) mesurée à la sortie de la tranche, déduction faite de la puissance électrique absorbée dans ses services auxiliaires et ses transformateurs [87].

Les caractéristiques technico-économiques de ces différents moyens de production ont été fournis par les propriétaires des installations.

Caractéristiques générales du modèle TIMES-Réunion

Le modèle TIMES-Réunion est dédié uniquement au secteur électrique. La désagrégation de la demande électrique ainsi que son évolution sont expliquées en détail à la section 2.4 du chapitre 2, dédiée à la *Gestion de la demande et son implémentation dans le modèle TIMES-Réunion*. Le découpage temporel de la demande est détaillé suivant deux saisons (été austral et hiver austral), deux journées (jours ouvrés et week-end) et 8 tranches horaires infra-journalières. Ce nombre important de tranches horaires permet de représenter la dynamique des différentes courbes de charge et, ainsi, de satisfaire au mieux l'équilibre offre/demande. En effet, les équations d'équilibre de flux énergétique (Equation 1.4) et de limites de fonctionnement des groupes de production (Equations 1.6 et 1.7) sont évaluées pour l'ensemble des tranches horaires spécifiées. Toutefois, le nombre de contraintes du modèle augmentant avec le nombre de tranches horaires (un découpage temporel plus fin entraînant des temps de résolution plus longs), il a été nécessaire d'arbitrer entre le temps de calcul et la résolution de la courbe de charge. Pour chacune des tranches horaires, la puissance moyenne est constante tout au long de la tranche horaire. Les découpages temporels utilisés se trouvent dans le tableau 1.3.

Type	Tranche horaire
Saison	ÉTÉ
	SUG
Journée	Jour ouvré (WD)
	Week-end (WE)
Infra-journalier	0h - 5h (N3)
	5h - 7h (N4)
	7h - 9h (D1)
	9h - 12h (D2)
	12h - 17h (D3)
	17h - 20h (D4)
	20h - 22h (N1)
	22h - 24h (N2)

Tableau 1.3. Découpage temporel des demandes électriques réunionnaises considéré dans le modèle TIMES-Réunion.

Les journées représentées dans le modèle TIMES-Réunion correspondent à des journées types. Un surdimensionnement de la capacité installée est donc nécessaire pour tenir compte des événements aléatoires pouvant subvenir à la fois en matière de consommation (journées de plus fortes demandes) mais également de production (perte d'un groupe, production intermittente). Ceci est pris en compte dans l'équation de pic 1.8. En 2008, le rapport entre la capacité totale installée du système électrique réunionnais et la puissance moyenne sur la

tranche horaire de plus forte demande (ETEWDD2²⁷) était de 1,69. Ce rapport est très élevé puisque la puissance moyenne de la tranche horaire ETEWDD2 reste bien inférieure à la plus forte puissance observée au cours de l'année 2008. Nous faisons l'hypothèse que cette valeur actuelle de surcapacité (paramètre *reserve*) reste constante sur tout l'horizon temporel et ce, jusqu'en 2030. Ce surdimensionnement de 69 % est illustré par la figure 1.15.

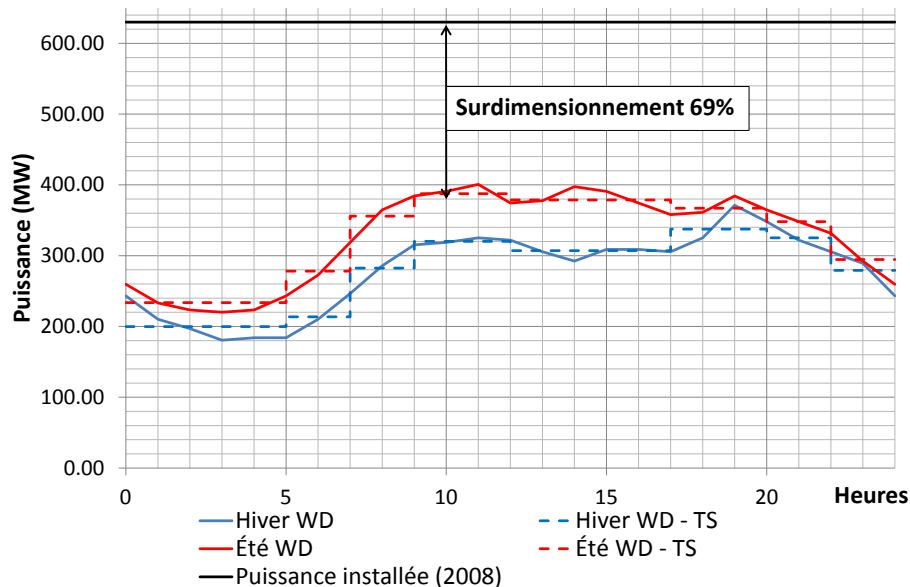


Figure 1.15. Surdimensionnement du système électrique pour tenir compte des aléas [88].

Système énergétique de référence de TIMES-Réunion

Pour pouvoir satisfaire les futures demandes d'électricité, le parc de production doit s'agrandir. Différentes technologies sont proposées dans le modèle TIMES-Réunion : des moyens thermiques classiques utilisant des énergies fossiles ou renouvelables ou d'autres moyens de production renouvelables intermittents ou non. Pour atteindre son objectif de production électrique issue à 100 % de sources renouvelables, la Réunion peut miser sur de multiples options :

- augmenter son parc de centrales électriques utilisant de la bagasse²⁸, en développant alors la filière de canne fibre²⁹ (les déchets issus de l'industrie sucrière étant insuffisants pour permettre un approvisionnement de ces centrales électriques) ;
- augmenter sa production hydraulique (mais le potentiel de développement est limité par rapport à la capacité disponible) ou déployer des STEP marines ;
- augmenter les filières de production solaire et éolienne ;
- développer les filières d'énergie des vagues ou d'énergie thermique des mers (ETM).

27. Jour ouvré en été à la tranche horaire 9h - 12h.

28. Déchets de l'industrie sucrière.

29. Culture de canne combustible destinée uniquement à la production électrique.

Ces différentes options se retrouvent dans le système énergétique de référence présenté à la figure 1.16, qui, pour le modèle TIMES-Réunion, ne correspond qu'au secteur électrique.

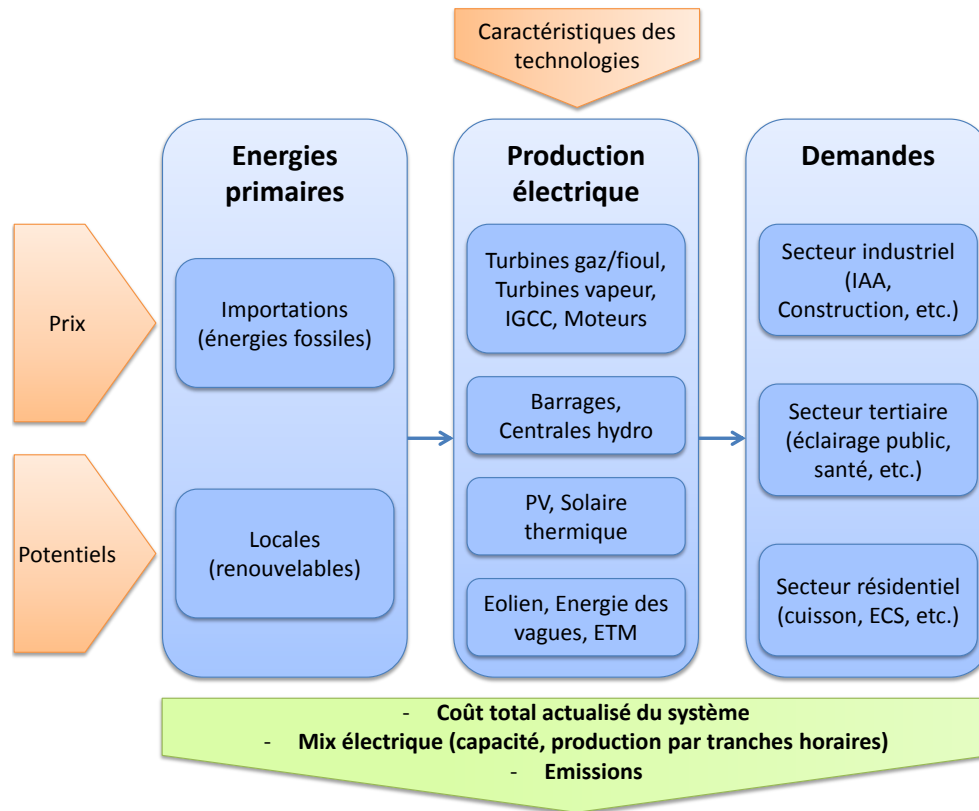


Figure 1.16. Système énergétique de référence du modèle TIMES-Réunion

Les potentiels des différentes énergies renouvelables s'appuient sur le rapport PETREL [89] ainsi que sur les avis des experts que l'équipe du *CMA* a pu rencontrer lors d'un séjour à La Réunion en novembre 2009³⁰. Les hypothèses de prix des ressources fossiles sont établies à partir des projections du WEO-2009³¹.

Les technologies utilisées dans le modèle TIMES-Réunion sont regroupées dans le tableau 1.4. Les caractéristiques technico-économiques sont issues du projet européen RES 2020³². L'évaluation de la fiabilité du système électrique de la Réunion (Chapitre 3) nécessite d'affiner les décisions d'investissements au niveau des unités de production³³ et pas seulement par type de technologie disponible.

30. L'ensemble des potentiels considérés pour les différents scénarios étudiés sont spécifiés dans le chapitre 4.

31. Voir chapitre 4

32. Le projet européen RES 2020 avait pour but d'évaluer les directives et recommandations de l'Union européenne pour l'intégration des énergies renouvelables en 2020. La modélisation des systèmes énergétiques européens est faite avec le modèle Pan European TIMES.

33. Exception faite des technologies éoliennes et photovoltaïques.

Ressources	Technologies	Capacité d'une unité (MW)
Fioul lourd	Turbine vapeur	10 à 80
	Moteurs diesel	3 x 18,3
	Turbines diesel	10 à 80
Fioul domestique	TAC	10 à 80
Charbon	Turbines vapeur	20 à 80
	IGCC	20 à 80
Charbon / Bagasse / Canne fibre	Turbines vapeur	20 à 80
Bagasse / Canne fibre	Turbines vapeur	20 à 80
Biomasse	Turbines vapeur	20 à 80
	IGCC	20 à 80
Hydroélectricité	Fil de l'eau	≤ 5
	Barrages	5 à 30
Eolien	Onshore	-
Solaire	Toitures PV	-
	Champs PV	-
	Thermodynamique à concentration	5 à 80
Géothermie	Turbines vapeur	5 à 40
	Roches chaudes sèches	5 à 20
Energies marines	Houlomotrice	3 à 60
	Energie thermique des océans	1 à 55

Tableau 1.4. Technologies utilisées dans le modèles TIMES-Réunion [10].

Synthèse

Au terme de ce chapitre, nous avons cerné les raisons pour lesquelles les modèles de prospective principalement utilisés aujourd'hui doivent évoluer pour envisager la transition énergétique. Ils doivent en effet permettre de refléter les nouvelles solutions envisagées en particulier celles relevant des *Smart Grids*. D'autre part nous avons motivé la déclinaison de notre exercice prospectif sur le périmètre de l'île de la Réunion, prototype d'expérimentation exemplaire à tout niveau. La présentation détaillée des potentialités du générateur de modèles TIMES, outil de prospective long terme que nous utiliserons, nous permettra de jouer sur les différents moyens de production disponibles pour les futurs mix électriques. Sa déclinaison nous permettra de comprendre comment l'île de la Réunion pourrait également profiter des bénéfices issus d'une gestion de la demande et des technologies de stockage tout en assurant un niveau de fiabilité *suffisant* pour sa fourniture électrique.

Gestion de la demande

La gestion de la demande, dite aussi *Demand Side Integration*, est l'un des éléments clés des *Smart Grids*. Alors que la planification des investissements dans les systèmes électriques doit permettre de satisfaire la demande à la pointe, adaptant l'offre à la demande, les *Smart Grids* vont modifier le paradigme en place en permettant une gestion simultanée de l'offre et de la demande dans le but de maximiser le surplus collectif.

La *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* définit la gestion de la demande comme *les altérations de la demande d'électricité par rapport à une consommation normale en réponse à des variations de prix de l'électricité, ou à des primes incitant à une diminution d'utilisation de l'électricité durant les périodes où les prix du marché sont élevés ou lorsque la fiabilité du système est compromise*¹. Cette définition fait donc référence au contrôle, à la gestion voire à la diminution de la consommation énergétique des différents utilisateurs.

Dans ce chapitre, on reprécisera le concept de gestion de la demande au prisme des Smart Grids. Cela nous permettra de préciser l'ensemble des programmes envisagés et de décrire la potentielle évaluation de leurs impacts. Nous proposerons ensuite de spécialiser cette approche sur le secteur électrique et décrirons nos choix méthodologiques et d'implémentation - pour les technologies et les types de report associés - dans le modèle de prospective long terme TIMES-Réunion.

2.1 La gestion de la demande poursuit de multiples objectifs

La mise en place de programmes de gestion de la demande permet à la fois de diminuer la demande totale et de piloter certaines composantes spécifiques. Réduire et moduler la demande devrait générer des bénéfices en termes de coût, à la fois sur des horizons de court et de long terme. En remodelant la demande, le parc de production pourrait être utilisé de manière « plus » optimale, en bénéficiant d'un coût marginal de production lissé. De plus, le dimensionnement d'un parc doit s'adapter au niveau de la demande maximale d'électricité ; en réduisant cette demande maximale, la capacité totale installée - et donc le coût total d'investissement - devrait être diminué.

1. « *Changes in electric usage by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.* »

2.1.1 Diminuer et moduler la demande

Le concept de gestion de la demande regroupe à la fois les notions d'efficacité énergétique et de « *Demand Response* » (pilotage de la demande) [90]. L'efficacité énergétique permet de réduire la charge totale, c'est-à-dire l'aire sous la courbe de charge, tout en maintenant le confort du consommateur ; la *Demand Response*, quant à elle, a pour objectif de modifier la forme de cette courbe (en modulant la demande).

Cette gestion différenciée s'effectue suivant quatre types principaux de stratégies d'action sur la demande :

- **L'efficacité énergétique** a pour objectif de diminuer la demande énergétique sans affecter la qualité du service final (i.e. sans affecter la demande d'usage), moyennant un certain coût. On peut, par exemple, recourir à l'utilisation de multiprises coupe-veille pour limiter la consommation électrique des équipements audiovisuels aux périodes d'utilisation. Des travaux de rénovation et d'isolation peuvent permettre de réduire les besoins en chauffage et/ou en climatisation. Enfin, certains équipements peuvent être remplacés par des versions plus performantes (ayant une étiquette énergétique de classe supérieure) ou dont le dimensionnement est mieux adapté aux différents besoins. Dans le secteur industriel, certains procédés peuvent également être remplacés par d'autres plus performants. Ces différentes solutions permettent de réduire la charge totale liée à un usage et constituent ainsi autant de leviers pour l'efficacité énergétique. L'efficacité énergétique conduit à la fois à une diminution de la puissance appelée et à une diminution de l'énergie totale consommée (Figure 2.1).

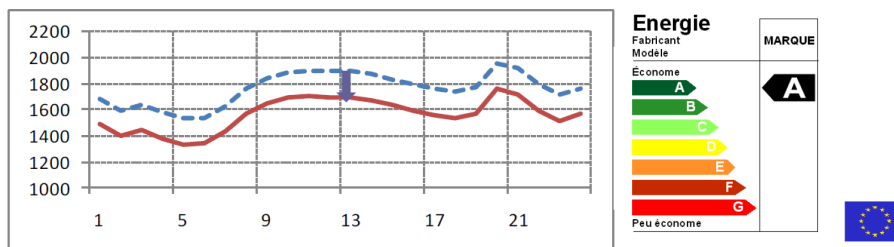


Figure 2.1. Impact des stratégies d'efficacité énergétique sur la courbe de charge (Source : RTE).

- **Le déplacement de la demande**, ou *load-shifting*, consiste à décaler la demande d'un appareil électrique, c'est-à-dire à reporter ou avancer une demande d'une tranche horaire de la journée à une autre (Figure 2.2). Bénéficiant de son inertie thermique, un chauffe-eau électrique, par exemple, peut être mis en fonctionnement à différents moments de la journée. De la même manière, l'utilisation d'un lave-linge, sèche-linge ou lave-vaisselle peut se faire suivant l'évolution des prix de l'électricité. Cette solution contribue à réduire le pic journalier de demande électrique mais ne modifie pas pour autant l'énergie totale consommée.

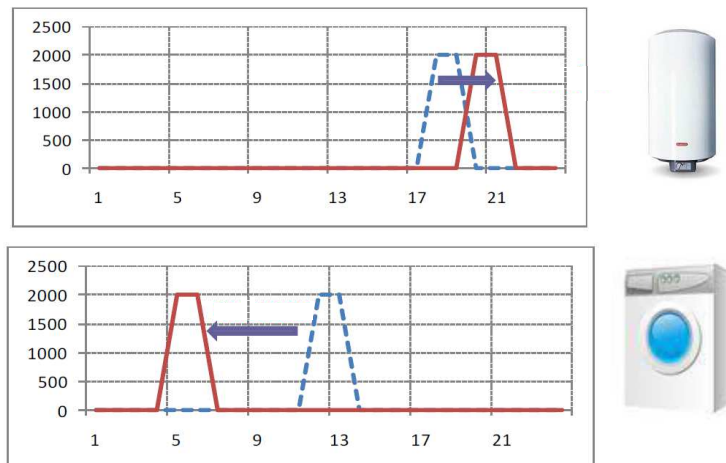


Figure 2.2. Exemple de report/avance de la demande, *load-shifting* (Source : RTE).

- **La réduction du pic de demande électrique** (qui correspond généralement à un prix d'électricité plus élevé et à des émissions de CO₂ plus importantes), ou *peak clipping*, peut se faire *via* la réduction ou la coupure très ponctuelle d'un usage électrique (Figure 2.3). Cette réduction s'obtient généralement en modifiant une consigne de température (chauffage ou climatisation) ou en coupant l'alimentation d'un équipement de chauffage/froid, tirant ainsi parti de l'inertie thermique de l'équipement pour altérer le moins possible le confort du consommateur. Cette solution permet essentiellement de réduire la puissance électrique appelée en période de pointe et pourrait éventuellement être à l'origine d'une légère baisse de la consommation [91].

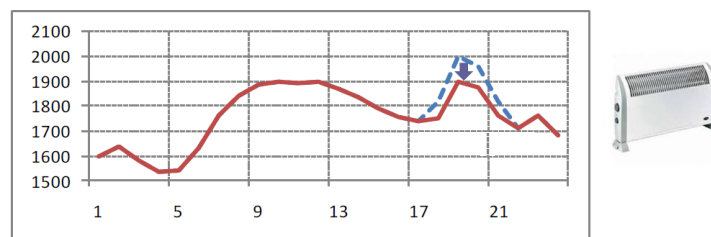


Figure 2.3. Exemple de réduction du pic de demande d'électricité, *peak clipping* (Source : RTE).

- Alors que les deux dernières stratégies d'action de *Demand Response*, à savoir le *load-shifting* et le *peak clipping*, mentionnées ci-dessus cherchent à aplanir la courbe de charge en écrétant les pics de demande, le « **valley filling** » a quant à lui pour objectif d'augmenter la charge durant les périodes où elle est moins importante².

Les stratégies de *valley filling* trouveront principalement leur utilité pour les véhicules électriques. En effet, ceux-ci pourraient introduire une contrainte supplémentaire sur le

2. Le *valley filling* constitue un cas particulier de *load-shifting*.

2.1 La gestion de la demande poursuit de multiples objectifs

réseau électrique si leurs charges ne sont pas effectuées de façon optimale. Pour éviter les appels de puissance durant les périodes de pointe, il est possible d'étaler la charge des véhicules électriques (technologies de Grid-to-Vehicle (G2V) (Section 1.3.3) lors des périodes de creux. Les technologies de Vehicle-to-Grid (V2G) (Section 1.3.3) pourraient également permettre de fournir de l'électricité sur le réseau en puisant dans les batteries des véhicules électriques connectés au réseau et dont la charge peut être décalée. L'arrivée de ces nouveaux usages électriques va globalement augmenter la consommation mais des outils de pilotage adéquats pourraient permettre de limiter leur impact sur le système électrique voire d'en faire des leviers pour optimiser le fonctionnement du réseau.

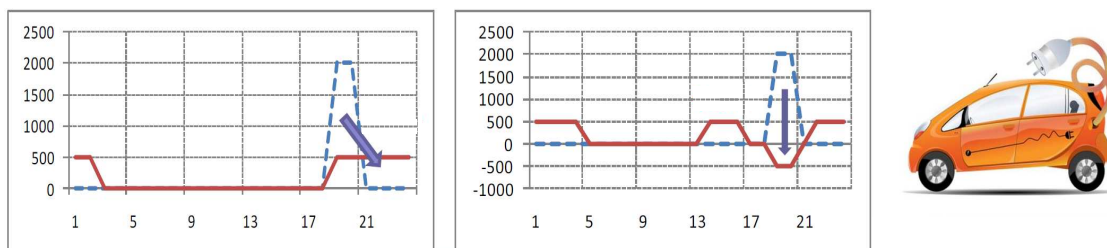


Figure 2.4. Exemple d'étalement de la demande d'électricité, *Valley filling* (Source : RTE).

Les stratégies de *Demand Response* agiraient donc de façon complémentaire pour aplanir la courbe de charge, la modulation de la demande permettant de réduire l'écart entre puissance appelée en pointe et en période creuse.

2.1.2 Des objectifs de court et de long terme

Les programmes de gestion de la demande offrent des perspectives d'économies pour des horizons de long et court terme. Aussi, il est nécessaire de préciser les dynamiques pour lesquelles leur contribution est attendue.

1. Court terme

Une augmentation de la participation des consommateurs devrait générer des bénéfices pour ces derniers : en reportant leur charge à des périodes de creux où les tarifs sont plus intéressants pour diminuer leur facture d'électricité. D'un point de vue plus global, vue du marché, la modulation de la demande devrait permettre de limiter les variations horaires du coût marginal de production, et donc du prix de l'électricité. Le gain sera d'autant plus important que davantage de consommateurs participeront à ces programmes. En effet, les coûts marginaux de production de l'électricité croissant dans le même sens que la quantité produite, lorsque la production est proche de la capacité maximale de production du parc, les coûts de production deviennent très élevés. Dès

lors, une faible variation de la demande impacte très fortement le coût, et donc le prix de l'électricité [64, 92] (la figure 2.5 illustre cet impact). Par ailleurs, les centrales assurant la production de pointe sont, exception faite des barrages hydrauliques, plus émettrices de CO₂ que la moyenne du parc installé en France. La gestion de la demande devrait donc contribuer à diminuer les émissions.

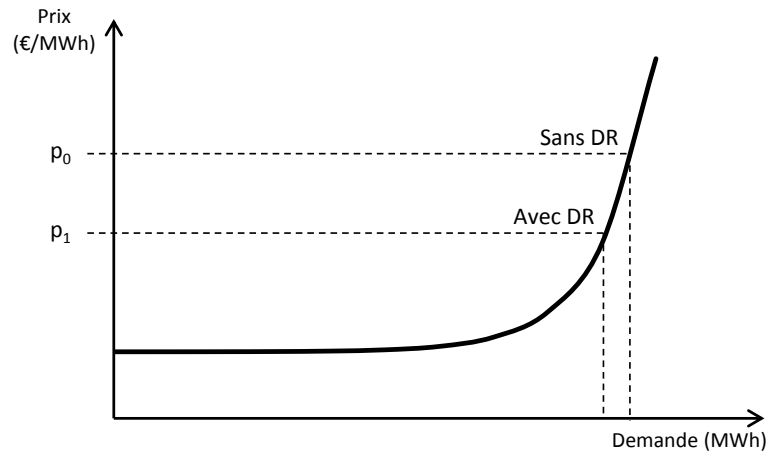


Figure 2.5. Impact simplifié des programmes de *Demand Response* sur les prix de marché de l'électricité, adapté de [92].

La gestion de la demande permet d'équilibrer production et consommation sur le réseau électrique, et ce, sans appeler de nouvelles centrales de production. A ce titre, elle est considérée comme un moyen de « production négative » sur le marché de l'électricité ou comme un moyen de régulation pour le mécanisme d'ajustement, permettant d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande au pas infra-horaire. Elle pourrait cependant participer également aux services système³ : son implémentation permettrait ainsi de réduire la part des capacités mobilisées pour ces services, et ainsi d'accroître les facteurs de charge des centrales, à condition que les temps de réponse de la gestion de la demande soient compatibles avec les exigences de ces services.

2. Long terme

Actuellement, pour satisfaire la demande de pointe, il est nécessaire de faire fonctionner des centrales coûteuses et relativement polluantes qui de fait ne sont utilisées que marginalement, durant ces périodes de forte consommation. A plus long terme, le recours à ces centrales de pointe pourrait être réduit en raison de leur remplacement partiel par la gestion et la réduction de la demande. Ainsi, certains des investissements nécessaires dans des capacités de pointe, utilisées uniquement sur des périodes restreintes de l'année, pourront être économisés [73].

3. Les notions de service système et de mécanisme d'ajustement sont explicitées dans le chapitre 3.

2.2 Catégorisation des programmes de gestion de la demande

2.2.1 Une multitude de programmes pour mettre en place les stratégies de gestion de la demande identifiées

L'efficacité énergétique fait appel à des technologies plus performantes et/ou plus adaptées à l'utilisateur afin de réduire la demande électrique. Ces technologies sont généralement achetées par l'utilisateur lui-même, celui-ci pouvant éventuellement bénéficier de subventions. Concernant la *Demand Response*, des subventions (*Incentive-based Programs*) ou des tarifications dynamiques (*Price-based Programs*) de l'électricité peuvent être proposées aux consommateurs afin de les inciter à moduler leur demande, et ce, pour réussir à mettre en place les stratégies explicitées à la section 2.1 (*load-shifting* ou *peak clipping*) (Figure 2.6). Chaque consommateur (résidentiel, tertiaire, industriel) peut, suivant son profil de consommation, souscrire à l'un de ces programmes proposés par son fournisseur d'électricité. Par ces deux types de programme de *Demand Response*, on cherche à rendre la demande élastique par rapport au prix de l'électricité. Un contrôleur de gestion énergétique peut être installé dans les foyers ou les bureaux afin d'utiliser les informations fournies par les compteurs (prix de l'électricité, consommation actuelle, etc.) et les préférences de l'utilisateur pour optimiser le fonctionnement des différents équipements. Le contrôle de la consommation peut être automatique ou manuel, effectué par le consommateur lui-même ou par un opérateur qui peut être ou non le fournisseur d'électricité. Dans certains cas, ce contrôle se fait en l'absence d'incitations tarifaires (voir le cas de l'offre Voltalis ou encore l'incitation pure EcoWatt de RTE en Bretagne et PACA), soit en annonçant des réductions de consommation soit en jouant sur d'autres leviers que la motivation financière (par exemple environnementale avec la participation à la réduction des émissions de CO₂ ou sociale avec une comparaison avec ses « voisins »).

Dans la première catégorie des programmes de DR, autrement dit les *Incentive-Based Programs*, on retrouve notamment les programmes dits « classiques » où, en échange de primes au consommateur, le fournisseur a le droit d'agir directement sur la charge en réduisant (*Direct Load Control*) ou en coupant (*Interruptible Programs*) certains appareils suite à un contrat pré-établi avec le consommateur (certains agrégateurs ne rémunèrent pas le consommateur, comme Voltalis, mais garantissent en contrepartie une réduction de leur facture d'électricité).

D'autres types de programmes de subvention font également partie de cette catégorie : les programmes liés au marché (*Market-Based Programs*). Ces programmes se tournent vers de gros consommateurs ou vers des agrégateurs⁴, dont le volume échangé peut avoir un impact non-négligeable sur les offres de marché. Certains programmes de gestion de la demande permettent aux consommateurs ou aux agrégateurs de participer au mécanisme d'ajustement en proposant des offres de DR comme le ferait un producteur sur le mécanisme d'ajustement

4. L'agrégateur permet au gestionnaire de réseau de disposer d'un volume d'effacement tout en garantissant aux participants (clients industriels ou tertiaires actuellement) un impact limité sur leur activité. En agrégeant un grand nombre de sites, il est capable d'obtenir une plus grande flexibilité. L'agrégateur doit générer, gérer et valider des scénarios d'effacement sur les différents sites pour optimiser le potentiel, la flexibilité et la fiabilité de son action [40].

(*Emergency Demand Response (EDR)*). En souscrivant à ce type de programmes, de nouveaux acteurs permettront ainsi au gestionnaire de réseau de pallier un possible déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. D'autres programmes proposés aux gros consommateurs ou agrégateurs leur permettent de considérer la DR comme une offre de production soit sur un marché de capacité (*Capacity Market*), soit sur un marché de l'énergie par mise aux enchères de la capacité « à éteindre » potentielle (*Demand Bidding*). Comme spécifié auparavant, la DR peut également être utilisée comme un moyen supplémentaire pour participer aux services systèmes (*Ancillary Services Market*), telles que les réserves tournante et non-tournante, un service de régulation, etc. En souscrivant à ces différents programmes, les nouveaux acteurs proposent des offres liées à la demande et non à la production sur les différents marchés d'électricité.

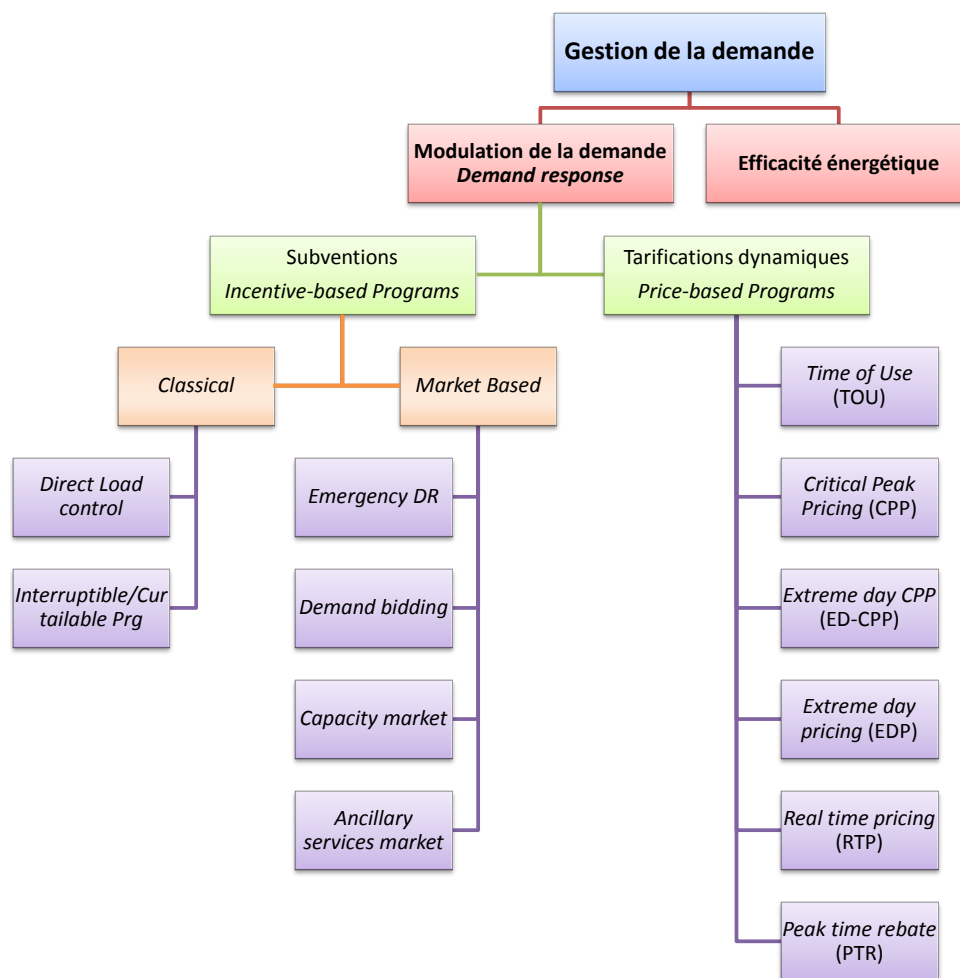


Figure 2.6. Classification des programmes de gestion de la demande (source : [93, 92] avec mise à jour personnelle).

De nouveaux mécanismes de marché peuvent ainsi permettre aux consommateurs ou aux agrégateurs de réaliser des enchères sur leur possible effacement horaire ou journalier de la même manière que les producteurs peuvent spécifier leur programme de production au gestionnaire de réseau.

La seconde catégorie de programmes concerne l'ensemble des consommateurs (particuliers et industriels) et s'appuie sur des tarifications horo-saisonniers. Ce sont les *Price-based Programs*. Ces tarifs se distinguent des tarifs uniformes, utilisés en majorité actuellement et pour lesquels le prix de l'électricité est équivalent quelle que soit la période de la journée.

- *Time of use* (TOU) : cette tarification consiste à subdiviser la journée en plusieurs plages horaires pour chacune desquelles des tarifs spécifiques sont appliqués (Figure 2.7). En France, la tarification heures creuses/heures pleines correspond à ce type de programme.

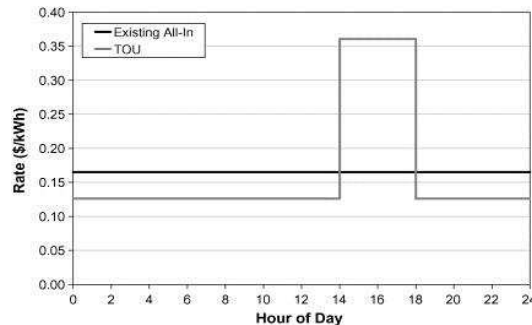


Figure 2.7. Illustration de la tarification *Time of use* [94].

- *Critical peak pricing* (CPP) : cette tarification consiste à proposer des prix de l'électricité très différenciés suivant les périodes de pointe ou de creux. Les prix de l'électricité en période de pointe ne sont pas établis à l'avance, contrairement à ce qui est pratiqué pour la tarification TOU (Figure 2.8). L'horaire et la durée de la période de pointe peuvent soit être prédéterminés soit varier suivant les besoins d'équilibrage du système électrique.

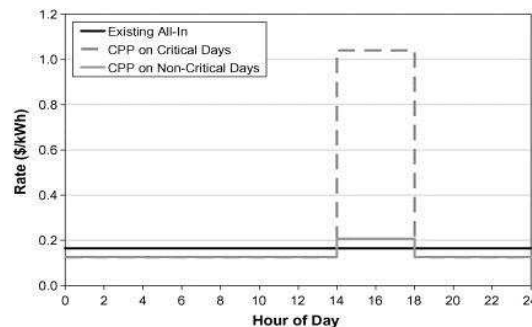
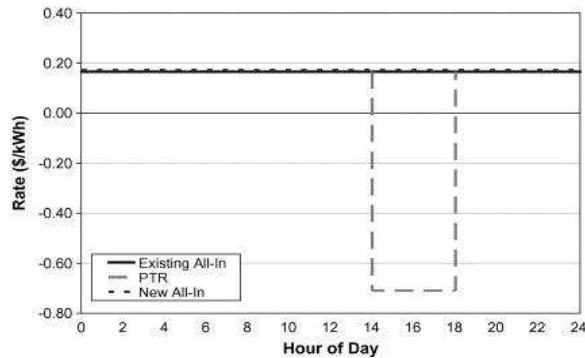


Figure 2.8. Illustration de la tarification *Critical peak pricing* [94].

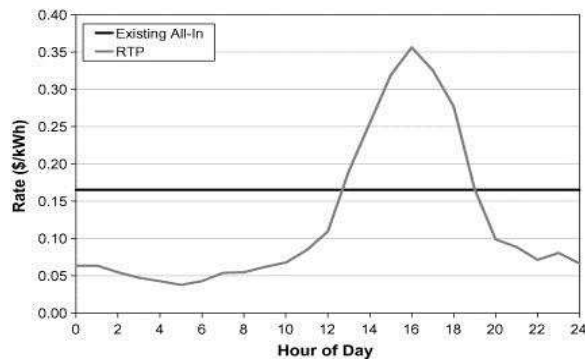
- *Extreme day pricing* (EDP) : dans cette tarification, un prix élevé pour la pointe est fixé pour des journées complètes, prédéfinies comme étant les journées de plus forte consommation. Ce type de tarif est destiné aux gros industriels. En France, la tarification EJP⁵ proposée par EDF correspond à ce type de tarification dynamique.

5. L'option EJP (Effacement des Jours de Pointe) par exemple, propose un tarif proche de la tarification heures creuses pendant la majorité de l'année et des prix bien plus élevés pendant 22 jours de l'année répartis entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Peu nombreux sont ceux qui sont régis par ce type de tarification désormais et il n'est plus possible aujourd'hui d'y souscrire.

- *Extreme day-Critical peak pricing* (EDP-CPP) : cette tarification combine les deux tarifications susmentionnées (*Extreme day pricing* et *Critical peak pricing*), en modulant le prix de l'électricité à la fois en fonction des heures de la journée et des jours de l'année. En France, cette tarification correspond à l'option TEMPO⁶ proposée par EDF.
- *Peak time rebate* (PTR) : en période de pointe, le consommateur sera rémunéré pour chaque kWh non-consommé. Plus la réduction de demande est importante, plus la prime sera importante (Figure 2.9).

Figure 2.9. Illustration de la tarification *Peak time rebate* [94].

- *Real time pricing* (RTP) : ce tarif de l'électricité reflète directement les prix du marché (Figure 2.8). Ce type de tarification, plus complexe, est plutôt orienté vers les gros consommateurs.

Figure 2.10. Illustration de la tarification *Real Time Pricing* [94].

Ces différents types de tarification ont déjà été soumis à des expérimentations (principalement aux Etats-Unis). En Californie par exemple, des tarifications de type TOU et CPP ont été introduites, les deux conduisant à une réduction de la consommation en pointe. A noter que la tarification CPP a permis une réduction de consommation bien plus importante (pour le secteur résidentiel, la réduction moyenne en période de pointe a été de 13 % avec le programme de CPP et seulement de 5 % avec le programme de TOU) [95].

6. L'option TEMPO proposée aux particuliers propose des prix variables selon les jours et les heures d'utilisation.

2.2 Catégorisation des programmes de gestion de la demande

Jonathan Wang *et al.* [96] ont repris dans un article différents projets de *Demand Response* mis en place aux Etats-Unis. Les projets retenus pour leur étude représentent une grande variété d'options tant pour les groupes de consommateurs ciblés que pour la taille de ces groupes. Les auteurs ont non seulement étudié différents types de programmes de DR (subventions ou tarifications dynamiques) mais aussi l'expérimentation mise en place par Hydro One consistant à étudier le comportement d'un consommateur « informé » de sa consommation et de sa tarification horaire. Enfin, seules des expérimentations dont la durée dépassait l'année ont été considérées. Dans ces projets pilotes, le consommateur avait soit un rôle *actif*, où il pilotait lui-même sa charge suivant les signaux de prix et les primes offertes (*Price-based Programs*), soit un rôle *passif*, où il autorisait le fournisseur à piloter la charge de certains de ses appareils électriques (*Classical Incentive-based Programs*). La synthèse de ces différents projets est reprise dans le tableau 2.1.

Compagnie d'électricité	Nombre de participants	Durée (années)	Programmes de DR mis en place	Réduction moyenne de la consommation	Satisfaction des consommateurs
Cape Light Compact ¹	100 ^r	1	Conseils d'économie d'énergie	9,30 %	87 %
Hydro One ¹	> 400 ^r	2,5	Aucun	6,50 %	60 %
Salt River Project ¹	100 000 ^r	10	Electricité pré-payée	12 %	84 %
Sacramento Municipal Utility District ²	78 ^t	Été	CPP, contrôle	23 %	80 %
Pepco ²	1 000 ^r	2 Été, 1 Hiver	Tarification horaire CPP PTR	4 % 34 % 13 %	93 %
Austin Energy ²	> 86 000 ^r	7	Contrôle	N/A	80 %
Consolidated Edison ²	17 200 ^r 7 200 ^t	7 5	Contrôle	N/A	90 %

Tableau 2.1. Comparaison des résultats de projets pilotes de *Demand Response* [96]. L'indice t fait référence à des consommateurs issus du secteur tertiaire, l'indice r à des consommateurs résidentiels. ¹ renseigne les projets utilisant uniquement de compteurs intelligents, ² les projets faisant également appel à des thermostats « smart » permettant de modifier les consignes de température.

Suite à leur analyse, les chercheurs préconisent d'utiliser des signaux de prix ou d'offrir des primes plutôt que d'informer le consommateur de sa consommation (Hydro One) ou de lui donner de simples conseils (Cape Light Compact). Le programme de tarification horaire le plus performant identifié dans cette étude est le *Critical peak pricing*. Toutefois, les auteurs soulignent que les résultats de ces projets peuvent être biaisés, étant établis sur la base du volontariat.

2.2.2 Limitations identifiées des programmes

Compétitivité

Comme l'ensemble des fonctionnalités des *Smart Grids*, les programmes de gestion de la demande sont confrontés pour leur déploiement à des problèmes de coût et de participation du consommateur. D'une part, l'adoption de tels programmes pourrait être freinée par l'incertitude existant quant à la durée de la pointe. D'autre part, au vu des pénalités imposables (certains programmes augmentent les prix de façon conséquente en période de pointe), certains consommateurs risquent de privilégier une tarification constante. De plus, les tarifications dynamiques, si elles ne sont pas mises en place de manière judicieuse à une échelle nationale, pourraient conduire à des « pointes virtuelles de consommation »⁷. Strbac et Kirschen ont montré que des enchères d'effacement de la demande sur le marché de l'électricité et d'autres formes de production d'électricité *flexibles* peuvent générer des augmentations de prix brusques et injustifiées si le programme de production est établi sur la base d'une minimisation du coût total de production [97]. Ces systèmes d'enchères axés sur la demande peuvent apparaître plus attractifs qu'ils ne devraient l'être en réalité. Ainsi, si on ne tient pas compte de l'augmentation de la charge qu'ils induiraient en période de creux et de son impact sur les coûts de production globaux du système, leur compétitivité ne reflèterait pas la totalité des impacts produits. En effet, le report de la demande permet « d'effacer » certaines demandes mais contribue également à augmenter la charge pour d'autres tranches horaires.

Équité

Vuppala *et al.* soulignent que les méthodes actuelles de *tarification dynamique* manquent d'équité [98]. La tarification dynamique a pour but de limiter l'utilisation de certains équipements ou de reporter certains usages des périodes de pointe à des périodes de creux. Cependant, certaines consommations ne peuvent pas être diminuées pendant les périodes de pointe. Des consommateurs aux revenus modestes dont la consommation électrique se limite déjà à des besoins de base (éclairage, cuisson) pourraient voir leur facture d'électricité s'alourdir fortement avec ce type de tarification. En tenant compte d'un critère d'équité, plus de consommateurs pourraient être motivés pour souscrire à ce type de programme. Dans ce cadre, Vuppala *et al.* ont défini des critères d'équité correspondant à une *Fair Demand Response* comme étant :

- Des tarifs fixes pour la satisfaction des besoins de base (les prix pour les équipements d'éclairage par exemple ne peuvent pas varier avec la période de la journée).
- Une tarification différenciée suivant trois paramètres :
 1. la catégorie du consommateur : résidentiel, commercial, industriel, etc.
 2. la catégorie de l'équipement utilisé : service de base (« *must run* ») ou optionnel,
 3. le niveau de revenu (capacité du consommateur à payer ou non sa facture).

7. Si l'ensemble de la pointe de consommation est déplacée à une autre période de la journée, les programmes de DR n'auront conduit qu'à décaler le pic de consommation au cours de la journée.

Ils soulignent le fait que la différenciation des tarifs doit être suffisante pour inciter à une plus grande participation. Aucun des tarifs proposés jusqu'à présent ne répond à ces critères. Cependant, ce type de tarification pourrait nécessiter une administration relativement lourde pour calculer et vérifier les droits de chaque catégorie de consommateurs. Le principe de tarification progressive de l'électricité rejoint cette notion d'équité. Certains économistes pensent qu'il est préférable de continuer à utiliser une tarification identique pour tous et de redistribuer une part pour les ménages modestes [99, 100, 101, 102].

Une approche complémentaire est proposée par Kim et Shcherbakova [103]. Ils ont identifié les principaux obstacles auxquels doivent faire face les programmes de *Demand Response* que ce soit du côté du consommateur ou de celui du producteur. Ils insistent principalement sur l'incertitude liée à l'engagement réel du consommateur. Les subventions et les tarifications dynamiques devront être suffisamment incitatives afin de rendre le consommateur *consomm'acteur*. Cependant, Kim & Shcherbakova soulignent également l'importance de ne pas s'appuyer sur une tarification trop variable, le consommateur pouvant préférer une tarification constante n'exigeant pas de lui qu'il vérifie constamment le prix de l'électricité. Enfin, bien qu'une connaissance détaillée de la consommation énergétique en temps réel puisse contribuer à améliorer la fourniture d'électricité dans son ensemble, les informations recueillies à l'aide des compteurs intelligents pourraient aller à l'encontre du respect de la vie privée [104].

2.3 Comment évaluer les impacts possibles de la gestion de la demande ?

De nombreux auteurs se sont déjà attachés à étudier la gestion de la demande mais étant donné la diversité des programmes de DR existants, les questions restent légion. L'objectif recherché par l'implémentation de la DR varie d'une étude à une autre : Quels bénéfices peut-on espérer de tels programmes en termes de coût ou d'émissions de CO₂ ? Quels programmes de *Demand Response* entraînent une participation maximale des consommateurs ? Comment considérer les offres d'effacement : sur un marché de l'énergie, sur un marché de capacité ou comme une réserve tournante ?

Notre étude est centrée sur l'impact de plusieurs fonctionnalités des *Smart Grids* sur la planification des capacités de production d'électricité sur l'île de la Réunion. Bien que le cadre spatio-temporel choisi (la Réunion et la planification à long terme) diffère de la plupart des approches que nous allons évoquer maintenant, celles-ci vont nous permettre de dégager un cadre d'analyse général pour la thématique des *Smart Grids* dans lequel ancrer notre étude.

Beaucoup d'auteurs se sont focalisés sur l'étude du secteur résidentiel, la gestion de la demande dans l'habitat étant à ce jour largement moins exploitée que dans le secteur industriel. En effet, l'effacement dans le secteur industriel est déjà présent sur certains marchés de l'énergie, qu'il s'agisse de marchés *Energy Only* ou de marchés de capacité, en particulier aux Etats-Unis [105, 106]. En France, RTE utilise, par le biais de l'agrégateur Energy Pool, des volumes d'effacement de ce secteur industriel dont la capacité excède aujourd'hui 1 GW. Afin d'évaluer au mieux les gisements potentiels de gestion de la demande, il est né-

cessaire de désagréger la demande électrique des différents secteurs. Cette tâche est rendue difficile par les problématiques de confidentialité propres à certains secteurs, en particulier au secteur industriel. Cependant, cette désagrégation est nécessaire pour pouvoir classer les équipements suivant leur capacité ou non à participer à des programmes de DR (tarifications dynamiques ou subventions permettant au fournisseur d’agir sur la charge). En effet, certains usages, par exemple l’éclairage, peuvent difficilement contribuer à des stratégies de gestion de la demande. De plus, la contribution de chaque équipement est mieux adaptée à une stratégie spécifique de *Demand Response* : efficacité énergétique, *load-shifting*, *peak clipping* et *valley filling* (Section 2.1).

Par exemple, Xiong *et al.* ont minimisé le coût total d’électricité sur une journée en prenant en compte des possibilités de report de charge [63]. Ils considèrent dans leur modèle que le foyer est équipé d’appareils intelligents qui communiquent entre eux via un réseau interne. Ils classifient les équipements en deux catégories suivant leur capacité à s’effacer ou non :

- Non-reportable (*real-time*) : ces équipements doivent absolument être utilisés au temps t et accèdent donc directement au groupe d’appareils actifs ;
- Reportable (*schedulable*) : ces équipements peuvent être allumés plus tard.

Pour chaque temps t , ils déterminent suivant le prix de l’électricité une puissance maximale octroyée à l’utilisateur. Cette puissance est calculée en tenant compte des contraintes de l’utilisateur et des équipements qu’il possède. Ils résolvent un problème d’allocation d’unités pour les équipements de l’habitat suivant leur capacité à se reporter ou non, la puissance maximale autorisée et la puissance disponible (correspondant à la différence entre la puissance maximale et la somme des puissances des appareils déjà connectés). Lorsqu’un équipement non-reportable veut démarrer, si la puissance disponible est inférieure à la puissance de l’équipement, le contrôleur est autorisé à couper l’alimentation d’un équipement reportable allumé. Les équipements reportables vont donc être utilisés de façon optimale dans la journée.

Gudi *et al.* ont également étudié le report de charge au sein d’une maison à l’aide d’un contrôle dynamique opéré par un réseau intelligent d’appareils électroménagers connectés [62]. Ils considèrent que l’utilisateur possède deux options pour optimiser sa consommation : soit l’équipement utilisé est sélectionné suivant un critère de priorité (suivant sa capacité à être reporté ou non) soit il est sélectionné suivant sa consommation nette (suivant la puissance disponible et la durée d’utilisation de l’équipement). Ils contraignent toutefois leur modèle à satisfaire l’ensemble des demandes au cours de la journée même s’ils le laissent libre d’optimiser leur programmation.

Ces deux études démontrent l’intérêt de considérer des équipements pouvant reporter leur charge d’une période à une autre. Toutefois, les modèles présentés dans ces études utilisent un pas de temps beaucoup plus fin que les tranches horaires renseignées dans notre modèle TIMES-Réunion. La charge de certains équipements, tels les équipements de réfrigération, peut être reportée mais sur des périodes plus courtes (infra-horaires). Dans la suite et afin d’être cohérents avec le découpage de notre modèle, nous ne considérerons pour le report de charge, que des appareils dont la demande peut être satisfaite à n’importe quel moment de la journée, tels que les équipements de lavage.

Par ailleurs, il semble plus opportun de considérer la participation de certains équipements comme la climatisation ou les équipements de froid à des stratégies de *peak clipping* plutôt qu'à des stratégies de *load-shifting*, des programmes d'EDR ou de participation aux services auxiliaires permettant de mettre en place une stratégie de *peak clipping* pour ces équipements comme l'ont montré Hindi *et al.* [56]. En effet, la charge de ces équipements peut être réduite voire coupée en cas d'aléa sur le système électrique. Les auteurs ont opté pour une approche combinant à la fois le service de régulation et les programmes de gestion de la demande [56]. Ces deux types de services ont des dynamiques complémentaires : il est possible d'agir de manière fréquente sur le service de régulation (en régulant la production des centrales) mais celui-ci souffre d'une dynamique plus lente (les démarrages/arrêts des unités de production ne se font pas de manière instantanée). A contrario, la gestion de la demande possède une dynamique bien plus rapide mais les contrôles sont bien moins fréquents (on ne peut pas allumer, éteindre sans cesse les équipements).

Lu *et al.* ont également étudié les programmes d'EDR [60]. Ils ont identifié la climatisation et le chauffe-eau comme deux équipements pouvant participer à ce type de programme tout en étant soumis à une tarification dynamique de l'électricité. Ces équipements permettent de poursuivre une stratégie de *peak clipping*. Dans leur modèle, un signal « OFF » est envoyé à la climatisation ou au chauffe-eau (s'ils sont allumés) lorsque le niveau de fréquence ou de tension diffère d'un niveau de seuil ou si le niveau de prix atteint une limite supérieure. Kim *et al.* [64] ont, quant à eux, également étudié la mise en place d'une stratégie de *peak clipping* pour la climatisation mais cette fois-ci sur la base d'un programme classique de marché, rémunérant les consommateurs de la ville de Séoul lorsqu'ils autorisent leur fournisseur d'électricité à agir sur leur charge (*Classical Incentive-based Programs*). Ils ont évalué les primes optimales et la quantité de réduction de charge liée à la climatisation dans le but de maximiser le profit du fournisseur tout en garantissant une zone de confort thermique pour l'utilisateur (fonction de la température extérieure). Le profit net du fournisseur, maximisé dans ce problème d'optimisation, correspond à la différence entre les revenus et l'ensemble « coûts d'achat de l'énergie / primes pour les consommateurs ».

Toutes les études susmentionnées s'attardent donc uniquement sur des équipements dont la charge peut être coupée en n'altérant pas, ou très peu, le confort de l'utilisateur [107]. A contrario, Yousefi *et al.* ont considéré la participation de tous les équipements de l'habitat à un programme d'EDR, en considérant cette participation comme étant équivalente à une source de réserve tournante. Les auteurs attribuent une élasticité-prix aux équipements dont la charge n'est pas reportable. Les usages pouvant être reportés d'une période à une autre ont une élasticité dite « croisée », dépendant ainsi des prix de l'électricité des autres périodes. Pour déterminer l'allocation optimale de réserve tournante, Yousefi *et al.* considèrent donc un ensemble de sources de réserve tournante : des unités de production « classiques » et des unités de production issues des effacements de certains équipements, la participation de ces dernières reposant sur leur élasticité au prix de l'électricité.

Cependant, les valeurs d'élasticité-prix sont très difficile à évaluer. Il semble donc plus propice de ne pas recourir à cette méthode pour évaluer les gisements de gestion de la demande. Dans leur modèle de « *Market Clearing Mechanism* », Su and Kirschen proposent un

mécanisme d'équilibre de marché prenant en compte des enchères à la fois de la demande et de la production [58]. Ce problème d'optimisation a pour objectif de maximiser le bien-être social. L'optimisation se fait en tenant compte de toutes les périodes de la journée dans le but de déterminer les programmes de demande et de production ainsi que le prix d'équilibre de marché déterminé pour chaque période. Les auteurs considèrent cependant que tous les consommateurs n'ont pas la capacité ou la motivation d'ajuster leur demande en fonction du prix. Une partie de la demande est donc parfaitement inélastique dans leur modèle. Le surplus du consommateur est limité uniquement à la partie élastique de la demande. La demande inélastique possédant une valeur marginale infinie, un surplus constant lui est affecté.

Bien que ces études réalisent une optimisation sur des horizons de temps courts avec une échelle spatiale assez limitée, elles ont démontré le besoin de désagréger les équipements et de les classer suivant le type de stratégie de DR à opérer. Comme la majorité de ces auteurs, nous considérerons qu'une partie de la demande, tels les équipements bruns dans le secteur résidentiel (télévision, ordinateur, etc.), est totalement inélastique et ne peut participer à aucune stratégie de *Demand Response*. Toutefois, des mesures d'efficacité énergétique peuvent être mises en place pour diminuer la consommation électrique de ces équipements et seront donc considérées dans notre modélisation.

Pina *et al.* ont étudié l'impact de la gestion de la demande sur l'île de Flores [108]. Cette étude a été réalisée à l'aide du modèle TIMES-Flores. La consommation électrique a été divisée en 11 secteurs (agriculture, industrie, etc.) et le secteur résidentiel en 9 autres sous-secteurs (lave-vaisselle, lave-linge, etc.). A chacun de ces sous-secteurs a été attribuée une courbe de charge au pas horaire, ce qui permet d'évaluer une réponse dynamique de la demande [109]. Les auteurs étudient la mise en place de mesures d'efficacité énergétique mais aussi de programmes de DR permettant de réaliser du report de la demande. Le report de la demande correspond à l'autorisation d'une demande dynamique (pouvant être satisfaite à n'importe quel moment de la journée) pour les gros appareils électroménagers de lavage. Concernant l'efficacité énergétique, l'étude tempère la croissance de la demande en prenant en compte la mise en place d'une législation sur les performances énergétiques des équipements, ainsi qu'un accroissement global de l'efficacité desdits équipements. La mise en place de ces mesures d'efficacité énergétique sur l'île de Flores devrait permettre une réduction de la consommation électrique résidentielle de 50 %. De plus, les auteurs éliminent la puissance de veille, responsable de 5 % de la consommation résidentielle au Portugal.

Toutefois, les deux programmes d'efficacité énergétique considérés sont définis dans leur modèle suivant des paramètres pré-établis⁸, ce qui pourrait conduire à un manque d'arbitrage entre les différentes stratégies de gestion de la demande que sont l'efficacité énergétique et le report de la demande. La section 1.3.4 du premier chapitre avait déjà soulevé le besoin de considérer plusieurs fonctionnalités des *Smart Grids* au sein d'un même modèle. Il devrait en être de même pour les différents programmes de *Demand Response*. Dans les études précédemment mentionnées, nous avons remarqué l'importance de classer les équipements

8. La réduction de 50 % de la consommation électrique à l'aide de mesures d'efficacité énergétique et la part de 5 % des veilles dans la consommation résidentielle constituent des données d'entrée au modèle et non des résultats.

suivant leur capacité ou non à participer à des stratégies de *Demand Response*, mais également celle de considérer différentes stratégies afin d'évaluer l'ensemble des impacts de la gestion de la demande sur le système énergétique.

C'est pourquoi, dans un souci d'objectivisation des bénéfices potentiels des différents programmes de gestion de la demande, il nous a semblé nécessaire de les intégrer tous ensemble dans un modèle d'optimisation unique qui arbitrera lui-même entre les différentes solutions à adopter en fonction des spécificités de ces programmes et afin d'équilibrer, au meilleur coût, le système électrique. De cette manière, nous ne faisons pas d'hypothèse a priori sur la pénétration de ces différentes solutions. Pour cela, nous avons désagrégé la demande électrique de l'île de la Réunion et considéré les différents types de stratégies présentées à la section 2.1.

2.4 Désagrégation de la demande électrique

Afin de pouvoir représenter au mieux différents programmes de gestion de la demande pour le cas de l'île de la Réunion, la demande électrique a été désagrégée en cinq secteurs : le secteur industriel, le secteur agricole, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire et les grands projets. La demande électrique de l'île de la Réunion est largement dominée par les secteurs résidentiel et tertiaire qui en représentent plus de 80 % (Figure 2.11). La consommation énergétique totale de l'île s'élevait à 2 507 GWh en 2011 [88] (avec une production de 2 750 GWh et des pertes en ligne s'élevant à 243 GWh).

Afin d'évaluer les gisements potentiels de gestion de la demande, les différents secteurs ont été désagrégés suivant les usages/équipements qui leur sont propres. L'accent a été mis sur les secteurs résidentiel et tertiaire, qui sont les principaux postes de demande. A chaque sous-secteur ont également été attribuées des courbes de charge issues en majorité de données fournies par EDF-SEI⁹ et pour une plus faible part de l'étude REMODECE¹⁰ [110].

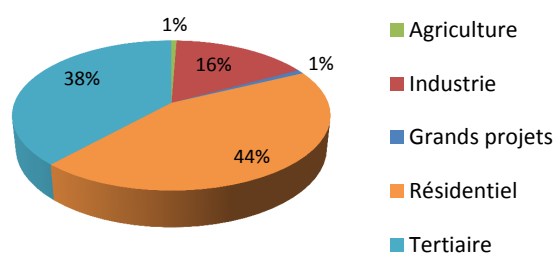


Figure 2.11. Répartition de la demande électrique par secteurs de l'île de la Réunion [88]. La demande électrique totale en 2011 était de 2 507 GWh.

D'ici 2030, EDF-SEI prévoit une diminution de la part du secteur industriel dans la consommation électrique de l'île, compensée par une part de plus en plus importante du secteur tertiaire (Figure 2.12) qui sera alors presque équivalente à celle du secteur résidentiel.

9. Suivant un accord de collaboration passé entre le Centre de Mathématiques Appliquées et EDF-SEI, les données confidentielles de prévision de demande et de courbe de charge des différents secteurs et sous-secteurs de consommation ont pu être utilisées dans le modèle TIMES-Réunion.

10. *Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe.*

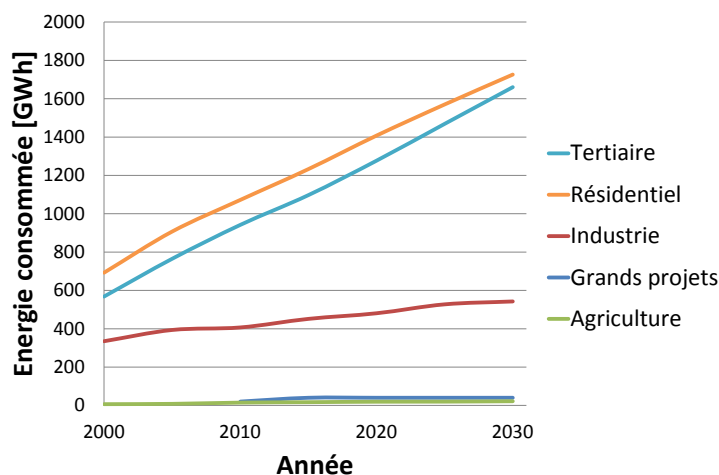


Figure 2.12. Evolution de la demande électrique de l'île de la Réunion par secteur suivant le scénario de référence d'EDF-SEI (Données issues de [88]).

2.4.1 Secteur résidentiel

Sur l'île de la Réunion, le secteur résidentiel représente 44 % de la consommation électrique en 2010, cette part devrait rester constante suivant le scénario médian d'EDF-SEI. L'objet de notre étude étant d'évaluer dans quelle mesure les solutions *Smart Grids*, dont font partie les programmes de gestion de la demande, peuvent contribuer au mix électrique sur l'île de la Réunion à l'horizon 2050, il est tout d'abord nécessaire d'évaluer les gisements potentiels « techniques » de gestion de la demande. Le comportement des ménages n'est pas pris en compte dans cette étude. En effet, l'objectif n'est pas de déterminer comment les ménages réunionnais pourraient participer à des programmes de gestion de la demande mais d'évaluer spécifiquement les gains techniques potentiels de la mise en place de stratégies de gestion de la demande. Ces résultats pourraient alors servir de base pour identifier les programmes de *Demand Response* (mesures d'efficacité énergétique, subventions ou tarifications dynamiques) à mettre en place pour poursuivre les stratégies identifiées comme étant les plus efficaces et ainsi bénéficier au maximum de ces gisements.

Classification des logements réunionnais pour évaluer les futurs gisements « techniques » de gestion de la demande

Le gisement « technique » d'un équipement, se détermine suivant sa consommation électrique pour satisfaire un service final¹¹ et suivant le nombre de logements possédant cet équipement aujourd'hui puis dans les années futures, autrement dit le taux d'équipement pour cet appareil^{12 13}. Ces deux paramètres varient avec le type de logement.

11. Par exemple, une ampoule est l'équipement satisfaisant le service final d'éclairage.

12. Le taux d'équipement correspond au rapport entre le nombre de logements possédant au moins un de ces équipements et le nombre total de logements, exprimé en pourcentage.

13. On considère que l'ensemble de la consommation liée à un usage peut être effacée, i.e. aucune réduction ou augmentation de consigne de température n'est par exemple prise en compte.

Pour représenter les évolutions potentielles de la consommation électrique (à la fois la consommation électrique annuelle d'un équipement et le taux d'équipement observé dans les logements réunionnais) de ce secteur, 16 catégories de logements¹⁴ ont été déterminées.

Les taux d'équipement d'un logement¹⁵, mais également la taille de ces équipements¹⁶ et donc leur consommation électrique, varient principalement avec la surface du logement, la taille du ménage occupant le logement et le type de logement (maison individuelle ou logement collectif) [113]. Ils peuvent également varier avec le revenu du ménage, principalement pour les équipements bruns et gris¹⁷. Cependant, ce revenu est corrélé aux trois autres variables et ne sera donc pas pris en compte individuellement, bien qu'il puisse avoir un impact sur la participation ou non du ménage à des programmes de gestion de la demande. En effet, comme cela a été spécifié, nous cherchons à évaluer le gisement potentiel « technique » de la gestion de la demande, abstraction faite des comportements liés aux revenus. Le statut d'occupation (propriétaire ou locataire) constitue également une variable supplémentaire pour caractériser un logement mais n'est pas lié au taux d'équipement. Cette variable supplémentaire permettrait seulement d'émettre des hypothèses quant au panier technologique disponible pour le logement en ce qui concerne la mise en place ou non de mesures d'efficacité énergétique (travaux de rénovation, remplacement de gros électroménagers par des équipements plus performants, etc.), ce qui n'est pas l'objectif de notre étude puisque cela reviendrait à prendre en compte un aspect comportemental. Les 16 catégories de logements ont donc été définies suivant le type de logement, le nombre de personnes présentes dans le logement et la surface du logement. Le type de logement conditionne fortement par exemple le type de chauffe-eau installé (solaire ou électrique¹⁸). Le nombre de personnes présentes dans le logement va fortement influencer sur la taille des équipements mais également sur le recours à certains appareils¹⁹. Enfin le nombre d'équipements (nombre de téléviseurs par exemple) varie avec la surface du logement.

Pour pouvoir spécifier les taux d'équipement suivant les 16 catégories de logement considérées, nous avons utilisé la base de données réalisée par l'Observatoire Energie Réunion (OER) dans le cadre de son étude *Consommation énergétique des ménages réunionnais* effectuée en 2010 pour 500 logements²⁰ [114]. Le tableau 2.2 indique, pour chacune des 16 catégories de logement considérées, les paramètres qui caractérisent la catégorie, le nombre de logements concernés par cette catégorie dans l'échantillon étudié de l'OER et la part que cette catégorie représente par rapport à la totalité des logements réunionnais considérés (suivant la

14. Seules les résidences principales ont été considérées dans cette étude puisqu'elles représentent 91 % des logements, seuls 2 % correspondent à des résidences secondaires et 7 % à des logements vacants [111, 112]. Dans la suite de ce manuscrit, le terme « logement » fera ainsi uniquement référence aux résidences principales.

15. Dans notre étude, nous nous intéressons au taux d'équipement pour chaque catégorie de logement, i.e. la proportion de logements parmi cette catégorie possédant au moins un équipement.

16. Par taille d'un équipement, on entend le nombre de litres d'un réfrigérateur, la capacité du tambour d'une machine à laver, etc.

17. Les équipements électriques et électroniques utilisés dans le secteur résidentiel sont souvent classés en 3 grandes familles : le blanc (électroménager : réfrigérateur, four, lave-linge, fer à repasser, etc.), le brun (hifi, vidéo, téléphonie) et le gris (informatique).

18. Sur l'île de la Réunion, les chauffe-eau solaires et électriques représentent la majorité des installations.

19. Les personnes vivant seules possèdent rarement un congélateur (hors combiné au réfrigérateur).

20. Cette base de données a été fournie au Centre de Mathématiques Appliquées dans le cadre d'une convention de collaboration et est confidentielle.

pondération donnée à chacun des 500 logements par l'OER dans son étude).

Logement	Type logement [/]	Taille ménages [Nbre pers]	Surface médiane [m ²]	Logement échantillons [Nbre Log]	Logements réunionnais [%]
C1	LC	1	63	15	4,85 %
C2	LC	1	43	12	4,72 %
C3	LC	2	63	16	2,98 %
C4	LC	2	50	17	4,38 %
C5	LC	3	72	19	3,22 %
C6	LC	3	63	25	1,50 %
C7	LC	4et+	72	28	3,39 %
C8	LC	4et+	63	18	1,67 %
C9	MI	1	92.5	24	4,43 %
C10	MI	1	60	22	5,62 %
C11	MI	2	110	25	6,87 %
C12	MI	2	80	39	10,01 %
C13	MI	3	100	32	6,12 %
C14	MI	3	80	58	9,50 %
C15	MI	4et+	100	71	16,54 %
C16	MI	4et+	80	84	14,20 %

Tableau 2.2. Catégories de logements considérées. MI correspond aux maisons individuelles et LC aux logements collectifs. Les surfaces des différentes catégories correspondent à la médiane pour chaque catégorie dans l'échantillon des 500 ménages de l'étude de l'OER.

L'intérêt de considérer ces 16 catégories réside dans la possibilité de tenir compte de l'évolution dans le temps des caractéristiques démographiques de la population réunionnaise. Le nombre moyen de personnes par logement, la surface moyenne d'un logement ou encore la part des logements collectifs évoluent dans le temps. En tenant compte de l'évolution de ces critères démographiques utilisés pour représenter nos 16 catégories de logements, on peut également évaluer au mieux les gisements « techniques » futurs issus de l'implémentation de stratégies de gestion de la demande²¹. Les tailles relatives de ces catégories changent donc aussi, reflétant ainsi cette évolution. L'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE), dans ses projections, prévoit une baisse de la croissance démographique, qui devrait chuter de 1,48 % annuels entre 1999 et 2007 à 0,62 % annuel entre 2030 et 2040 [115]. Le nombre de ménages²² devrait croître mais le nombre de personnes par ménage devrait lui diminuer, de 3,8 personnes en moyenne en 2010 à 2,6 en 2020 [116]. Il était donc nécessaire, pour une bonne représentativité de l'étude, d'évaluer les évolutions possibles des 16 catégories de logements considérées au regard de l'évolution de la population totale projetée par l'INSEE. Pour ce faire, un programme d'optimisation a été réalisé sous `Matlab`, minimisant pour l'ensemble des catégories de logements les écarts entre les différentes périodes respectant à 5 % près les prévisions de l'INSEE pour la population totale²³. La description du problème

21. La désagrégation des logements nous permet de caractériser de façon plus fine l'évolution de la consommation électrique résidentielle suivant les taux d'équipement et les tailles de ces équipements.

22. Dans les données fournies par l'INSEE, le nombre de ménages correspond au nombre de résidences principales (correspondant dans ce travail aux logements).

23. On minimise les écarts pour l'ensemble des catégories de logements entre les périodes considérées, afin de pas avoir de variations trop brusques et irréalistes du nombre de logements par catégorie.

d'optimisation et le code implémenté sous `Matlab` sont fournis en annexe A. Les résultats pour l'ensemble des périodes évaluées (de 2010 à 2030) sont également fournis en annexe A dans le tableau A.1.

Des équipements pour répondre aux usages finaux du secteur résidentiel

Pour chacune de ces catégories de logement, la demande de service énergétique a été désagrégée en 30 usages finaux. Le tableau 2.3 reprend les 30 usages considérés, les tailles d'équipement des appareils blancs de gros électroménager de froid et de lavage et l'évolution des taux d'équipement des 30 usages à l'exception des ampoules.

	Equipement	Taille moyenne	Taux d'équipement moyen [%]		
			2010	2020	2030
Froid	Réfrigérateur	392 litres	98 %	100 %	100 %
	Congélateur	356 litres	63 %	72 %	80 %
Lavage	Lave-linge	5 kg	87 %	90 %	95 %
	Sèche-linge	6 kg	3,6 %	4 %	6 %
	Lave-vaisselle	12 couverts	11 %	26 %	38 %
Cuisine	Marmite à riz	/	87 %	90 %	90 %
	Four	/	34 %	48 %	53 %
	Micro-ondes	/	46 %	80 %	86 %
	Plaques électriques	/	13 %	57 %	83 %
	Cafetière	/	64 %	84 %	86 %
	Machine à pain	/	4 %	14 %	34 %
	Hotte	/	15 %	57 %	83 %
Autres petits électroménagers	Fer à repasser	/	75 %	77 %	81 %
	Aspirateur	/	39 %	42 %	64 %
	Sèche-cheveux	/	23 %	30 %	37 %
Confort	Climatisation	/	24 %	45 %	50 %
	Chauffage	/	3 %	6 %	10 %
	Ventilation	/	46 %	55 %	65 %
ECS	ECS électrique	/	36 %	42 %	37 %
	ECS solaire	/	35 %	51 %	63 %
	TV cathodique	/	64 %	44 %	15 %
Equipements bruns et gris	TV écran plat	/	38 %	83 %	95 %
	DVD	/	42 %	74 %	78 %
	Hifi	/	23 %	50 %	77 %
	Ordinateur	/	39 %	76 %	94 %
	Box	/	26 %	64 %	90 %
	Décodeur	/	60 %	70 %	80 %
Eclairage	Amp. incandescentes	5 amp.	64 %	/	/
	Amp. économiques	6.6 amp.	82 %	/	/
Divers	Divers	Consommation constante par ménage/an			

Tableau 2.3. Taille et taux d'équipement des usages finaux du secteur résidentiel.

La consommation électrique $C_{i,t}$, liée à chacun de ces usages pour chaque logement i et chaque période t , un taux d'équipement $\tau_{i,t}$ et une taille d'équipement S_i (Figure 2.13) ou un nombre d'équipement E_i (Figure 2.14) sont spécifiés en plus de l'évolution du nombre de logements $N_{i,t}$ de chaque catégorie. L'implémentation des 30 usages finaux s'est donc faite

de deux façons distinctes : suivant une taille d'équipement ou un nombre d'équipements. Les mesures d'efficacité énergétique sont davantage associées au gros électroménager : les équipements de froid et de lavage. Pour ces équipements, il semblait plus judicieux de ne pas spécifier directement dans le modèle une consommation électrique liée à l'utilisation de ces équipements mais de renseigner une demande en fonction de la taille de l'appareil.

La figure 2.13 reprend l'exemple de l'implémentation des équipements de lave-linge dans le modèle TIMES-Réunion²⁴. Pour pouvoir satisfaire les usages finaux (commodité de demande), on renseigne des technologies (*process*) de demande consommant de l'électricité. La commodité de demande pour le lave-linge correspond à une quantité de kilogrammes de linge lavés par an par la catégorie de logement C_i . Cette « commodité de demande » spécifiée en kilogrammes dépend de la taille de l'équipement, du taux d'équipement et du nombre de logement puisqu'il s'agit de la demande pour l'ensemble des logements d'une même catégorie. La taille de l'équipement est considérée comme constante pour chaque catégorie de logement au cours du temps. Il s'agit pour les équipements de froid de leur volume équivalent²⁵ donné par les directives européennes de classe énergétique (voir Annexe B.4). Pour les équipements de lavage, il s'agit de la masse de linge lavé ou séché sur une année ou le nombre de « couverts » lavés par un lave-vaisselle sur une année, qui est donnée par le produit du nombre de cycles réalisés²⁶ par la capacité de l'équipement : la capacité du tambour du lave-linge ou du sèche-linge ou le nombre de couverts du lave-vaisselle. Le nombre de cycles varie avec le nombre de personnes présentes dans le logement (et donc avec la catégorie du logement). Ce sont les nombres de cycles mentionnés dans les directives européennes liées aux classes énergétiques qui sont utilisés²⁷ :

- Nombre de cycles du lave-linge = Nombre de personnes dans le logement _{i} · 220/4
- Nombre de cycle du sèche-linge = Nombre de personnes dans le logement _{i} · 160/4
- Nombre de cycle du lave-vaisselle = Nombre de personnes dans le logement _{i} · 280/4

Cette taille d'équipement est multipliée :

- dans certains cas (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle) par un nombre de cycles annuel,
- par un taux d'équipement, évoluant avec la catégorie de logements,
- par le nombre de logements de la catégorie étudiée.

La consommation annuelle totale obtenue correspond à une demande d'usage (commodité de demande) que doit satisfaire le modèle TIMES :

24. Pour l'ensemble des figures de ce chapitre, la typologie de *Système énergétique de Référence* présentée dans la section 1.4.1 est utilisée. Les rectangles bleus correspondent donc aux technologies (*process*), les lignes verticales aux commodités et les lignes horizontales aux flux de commodités. Les paramètres associés aux technologies et aux commodités, qui sont donc des données d'entrée du modèle TIMES-Réunion correspondent aux « rectangles-flèches » oranges.

25. Ce volume équivalent permet de prendre en compte les volumes des différents compartiments suivant leur température mais également de la classe climatique.

26. Le nombre de cycles correspond au nombre de fois où l'équipement est utilisé.

27. Les nombres de cycles référencés dans les directives européennes correspondent à l'utilisation desdits équipements par un ménage constitué de quatre personnes.

$$C_{i,t} = \tau_{i,t} \cdot N_{i,t} \cdot S_i(\cdot \text{Nombre}_{cycles}) \quad (2.1)$$

$$\text{Demande}_{\text{électricité}} = \frac{C_{i,t}}{\rho_i} \quad (2.2)$$

Une courbe de charge est également associée à chacun des usages pour déterminer le pourcentage de la demande annuelle totale pour chacune des tranches horaires. On considère que les horaires d'utilisation des équipements ne vont pas évoluer. La courbe de charge, en pourcentage de la consommation, est donc considérée comme constante au cours des périodes.

Enfin, les technologies de demande consomment de l'électricité pour satisfaire une demande exprimée en kilogrammes de linge ou litres à réfrigérer. On leur attribue un rendement fonction de la quantité de demande (nombre de kilogrammes de linge, de couverts, d'ampoules allumées) par unité d'électricité consommée.

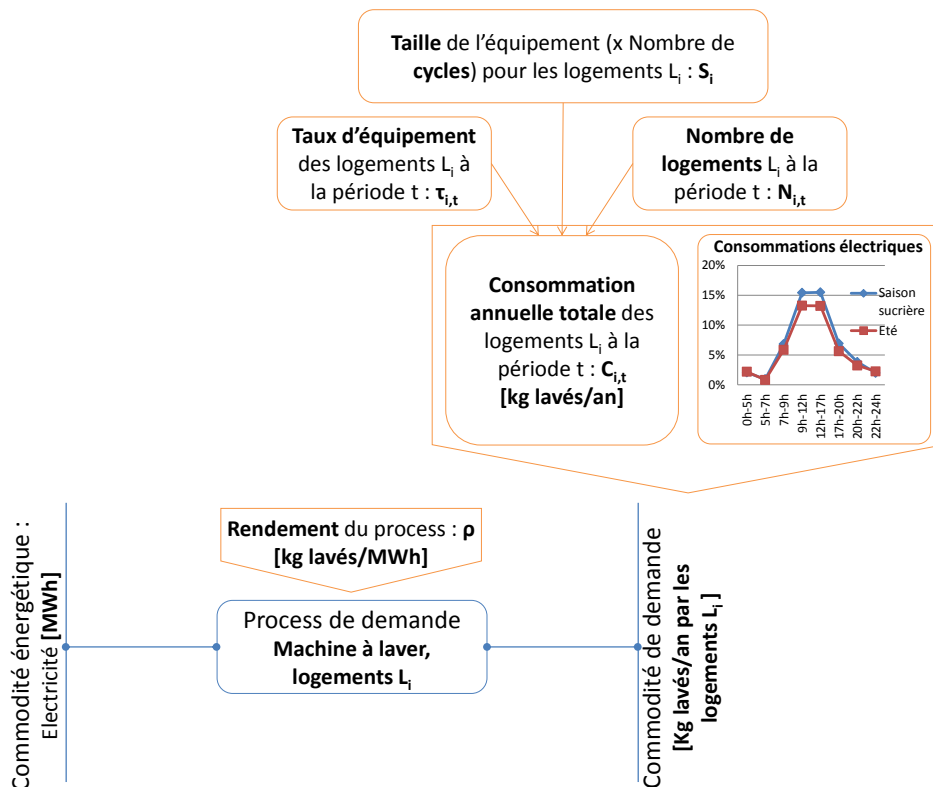


Figure 2.13. Paramètres liés à la consommation électrique des usages résidentiels liés aux équipements de froid et de lavage pour chacune des catégories de logements. La commodité de demande dans le secteur résidentiel correspond à un usage propre. Ainsi, pour le gros électroménager, ce sont des usages dont la demande varie avec la taille qui ont été définis (et un nombre de cycles pour les usages de lavage) : pour les lave-linge et les sèche-linge, les unités de commodités de demande correspondent à des kilogrammes de linge lavés, pour le lave-vaisselle à un nombre de couverts lavés, pour les équipements de froid (réfrigérateur, congélateur), une quantité de litres à refroidir.

Pour les autres équipements (bruns, gris, de cuisson, d'éclairage, d'eau chaude sanitaire, de climatisation, etc.), le nombre d'équipements est spécifié pour déterminer la consommation annuelle totale (Figure 2.14). La commodité de demande dépend alors d'un nombre d'équipements (le nombre de téléviseurs, le nombre d'ampoules, le nombre de chauffe-eau, etc.). A nouveau, cette commodité de demande est également fonction :

- du taux d'équipement pour chacun des appareils et chacune des catégories de logement,
- du nombre de logements dans chaque catégorie,

et la consommation annuelle totale obtenue correspond à une demande d'usage :

$$C_{i,t} = \tau_{i,t} \cdot N_{i,t} \cdot E_i \quad (2.3)$$

$$Demande_{\text{électricité}} = \frac{C_{i,t}}{\rho_i} \quad (2.4)$$

Une courbe de charge est également associée à cette commodité de demande pour refléter les variations de consommation au cours d'une journée. On attribue également au procédé de demande, un rendement fonction de la quantité de demande (nombre de téléviseurs, d'ampoules allumées, etc.) par unité d'électricité consommée.

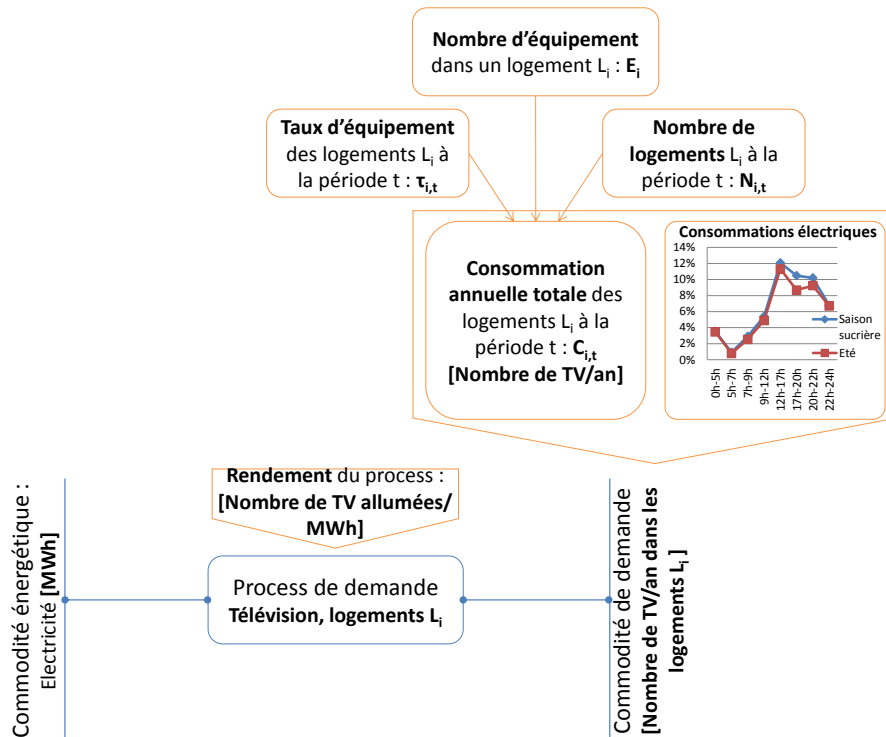


Figure 2.14. Paramètres liés à la consommation électrique des usages résidentiels (hors équipements de froid et de lavage) pour chacune des catégories de logements. La commodité de demande dans le secteur résidentiel correspond à un nombre d'équipements. Cette description concerne les équipements bruns et gris, les équipements de cuisson, le petit électroménager, l'éclairage, la climatisation, le chauffage, la ventilation et les usages divers.

Le bilan prévisionnel d'EDF renseigne l'évolution des taux d'équipement de certains usages : climatiseurs, chauffe-eau électriques, chauffe-eau solaires, réfrigérateurs et congélateurs [88]. Ces données sont répétées dans le tableau 2.3. Ne connaissant pour certains usages que l'évolution des taux d'équipement totaux, c'est-à-dire pour l'ensemble des logements, on considère que l'évolution des taux d'équipement de chaque catégorie de logement est égale à l'évolution agrégée.

Pour les autres usages, nous avons utilisé les profils d'évolution d'utilisation de ces équipements dans la métropole. En effet, l'historique des taux d'équipement est connu à l'aide des enquêtes budget des familles, réalisées environ tous les cinq ans. Cette enquête est réalisée en France métropolitaine depuis 1972 alors que les DOM ne sont concernés par cette enquête que depuis 1995. De plus, les ménages réunionnais connaissent aujourd'hui un rattrapage des niveaux d'équipements par rapport à ceux des ménages métropolitains. On pose alors comme hypothèse que le taux de saturation²⁸ des équipements réunionnais correspond généralement au taux de saturation des ménages métropolitains. On considère également que les profils d'évolution des taux d'équipement sont identiques entre les ménages réunionnais et métropolitains moyennant un certain décalage dans le temps. Pour évaluer les profils d'évolution des taux d'équipement, nous avons fait appel à un modèle logistique. Ce type de modèle permet de représenter les trois phases caractéristiques de la vente d'un produit [117] :

- **le décollage** : une progression lente au départ, le produit étant mal ou peu connu ;
- **la croissance accélérée** : le produit connaît une adoption massive ;
- **le freinage** : le marché est arrivé à maturation puis arrive à saturation et peut connaître par la suite un déclin.

Nous avons utilisé la fonction logistique suivante pour évaluer les taux d'équipement de différents appareils en fonction des années :

$$y = \frac{y_{max}}{1 + b \exp -a(x - x_{min})} \text{ avec } a > 0 \text{ et } b > 0 \quad (2.5)$$

Le taux de saturation d'un équipement, y_{max} , correspond à un freinage des ventes dû à un effet de mode passé, à un manque de besoin (exemple : le besoin d'équipements de chauffage sur l'île de la Réunion est limité aux logements situés sur les hauteurs de l'île), etc.

En spécifiant les données historiques de la métropole issues des Enquêtes de l'INSEE de 1963 à 2010 [118, 119], la fonction `lsqcurvefit` de `Matlab` nous a permis d'évaluer les coefficients a et b de la fonction logistique propre à chaque équipement étudié, ce qui nous permet d'extrapoler les données pour certains équipements présents dans les logements réunionnais. La figure 2.15 représente de manière synthétique la méthodologie mise en œuvre pour évaluer les taux d'équipement (le lecteur est invité à consulter l'annexe C s'il désire connaître le détail de la méthodologie utilisée) :

1. A l'aide des données historiques des taux d'équipements (*points rouges*), la fonction

²⁸. Le taux de saturation correspond au taux d'équipement maximal pour une technologie et n'est pas toujours de 100 %.

`lsqcurvefit` nous permet de calculer les coefficients a et b de l'équation 2.5, ce qui nous donne l'expression de la fonction logistique tracée en *bleu*.

2. En utilisant le taux d'équipement actuel de l'appareil dans les logements réunionnais (rond noir), on connaît le décalage de la fonction.
3. En connaissant ce décalage, l'évolution des taux d'équipements dans les logements réunionnais (courbe *verte*) correspond à une simple translation par rapport au taux d'équipement observé en métropole.
4. La fonction ainsi déterminée nous permet d'évaluer les taux d'équipements pour les différentes années considérées dans le modèle TIMES-Réunion : 2015, 2020, 2025, 2030 (ronds *verts*).

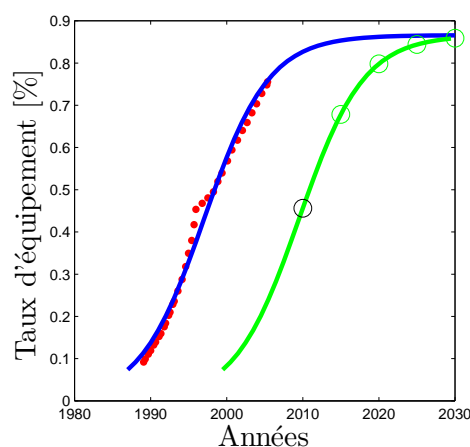


Figure 2.15. Méthodologie utilisée pour évaluer les futurs taux d'équipement des logements réunionnais.

De plus, ne disposant pas de données historiques pour tous les usages, on se rapporte si nécessaire à la fonction de l'usage le plus proche. Cette méthodologie a été utilisée pour évaluer les taux d'équipement mentionnés dans le tableau 2.3 pour les usages de lavage, de cuisson, et d'équipements bruns et gris. Pour certains usages restants, les prévisions d'EDF ont été utilisées comme mentionné précédemment. Enfin, pour les derniers équipements (chauffage et sèche-linge), certaines hypothèses ont dû être posées afin de tenir compte de la différence de climat entre les deux régions. Il en résulte une différence entre les taux d'équipement de la France métropolitaine et de l'île de la Réunion où les taux de saturation et donc les fonctions logistiques ne seront vraisemblablement jamais équivalents. L'évolution des taux d'équipement pour le chauffage suit celle mentionnée dans le rapport PETREL, à savoir un taux d'équipement de 10 % en 2030. Le sèche-linge est très peu utilisé sur l'île de la Réunion et on observe ainsi une très faible augmentation du taux d'équipement de cet appareil entre 2010 et 2030.

Cette désagrégation des consommations électriques liées au secteur résidentiel nous permet d'évaluer les consommations futures mais également de renseigner certains usages par la taille d'équipement ou par leur nombre dans le foyer, nous permettant d'implémenter plus facilement dans le modèle TIMES-Réunion des mesures d'efficacité énergétique.

2.4.2 Secteur tertiaire

Le secteur tertiaire est divisé en 8 sous-secteurs : la santé, l'enseignement, les collectivités, les commerces, l'Horeca (Hôtels, restaurants et cafés), les bureaux, l'éclairage public et l'ensemble des autres activités (sous-secteur baptisé « divers »). La figure 2.16 retrace la part de chacun des sous-secteurs dans la consommation électrique totale du secteur.

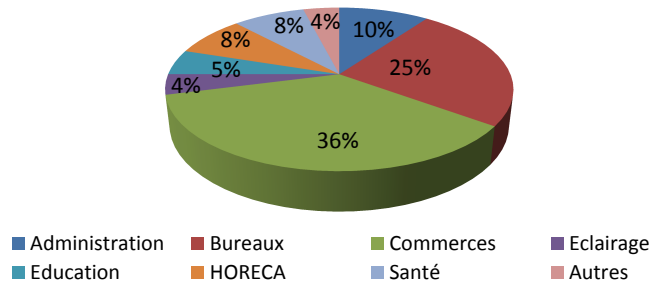


Figure 2.16. Participation des 8 sous-secteurs considérés à la consommation du secteur tertiaire (d'après les données d'EDF-SEI et de l'OER [120]).

A l'exception de l'éclairage public, la demande associée aux différents sous-secteurs se compose de 8 usages électriques : l'éclairage, la climatisation, la bureautique, la cuisine, les équipements de froid, l'ECS, la ventilation et les usages non-spécifiés (ces derniers sont appelés « autres » dans cette étude). Les consommations électriques liées à chaque couple « usage/sous-secteur » sont issues des données fournies par EDF-SEI mais sont confidentielles et ne sont donc pas mentionnées dans ce rapport. A nouveau, une courbe de charge est associée aux différents couples afin de renseigner les tranches horaires de consommation et les gisements de flexibilité de la demande (Figure 2.17).

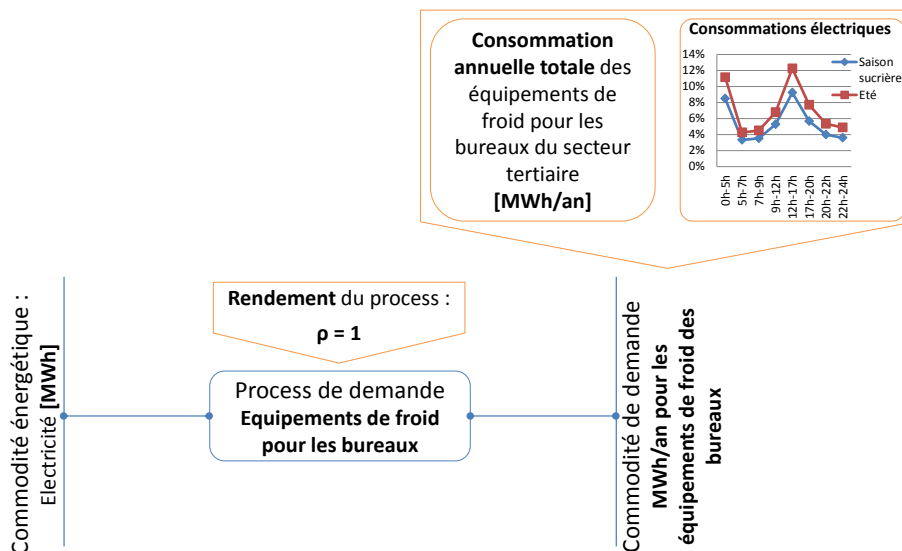


Figure 2.17. Paramètres liés aux demandes électriques du secteur tertiaire. Les demandes électriques liées au secteur tertiaire correspondent directement à une consommation annuelle totale suivant l'usage et le sous-secteur considérés.

2.4.3 Secteur industriel

Le secteur industriel comprend 5 sous-secteurs : la construction, l'industrie agro-alimentaire hors sucrière, l'industrie du sucre, celle de l'eau et enfin le secteur de production de l'électricité, auquel sont associés les secteurs indéterminés restants agrégés . A nouveau, les consommations électriques liées à chacun des sous-secteurs sont issues des données fournies par EDF-SEI et ne sont donc pas mentionnées dans ce manuscrit. Une courbe de charge est associée à l'ensemble du sous-secteur.

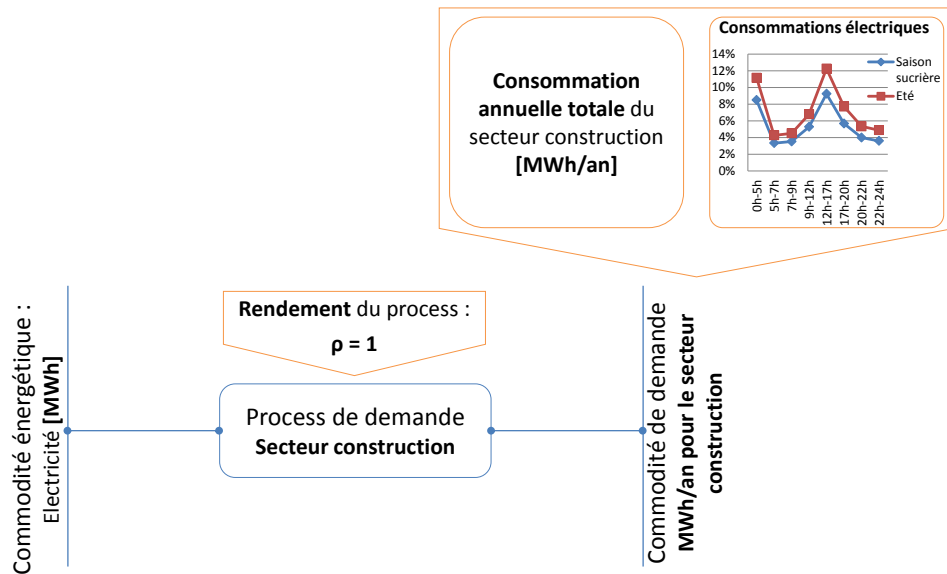


Figure 2.18. Paramètres liés aux demandes électriques du secteur industriel. Les demandes électriques liées au secteur industriel correspondent directement à une consommation annuelle totale suivant le sous-secteur considéré.

Enfin, le secteur de l'agriculture et les grands projets d'irrigation sont également représentés par une demande électrique et une courbe de charge associée.

2.4.4 Participation à des stratégies de gestion de la demande

Ayant désagrégé les différentes demandes d'électricité suivant des secteurs, sous-secteurs et usages, il est maintenant possible d'établir des hypothèses quant à la possible participation de certains équipements à des programmes de gestion de la demande. Les quatre prochaines sections explicitent les usages concernés par les stratégies de gestion de la demande identifiées dans la section 2.1 et l'implémentation qui en a résulté dans le modèle TIMES-Réunion. A noter qu'aucun usage issu du secteur industriel n'a été considéré comme pouvant participer aux programmes de gestion de la demande. Les données liées à ce secteur sont généralement confidentielles et il est donc difficile d'évaluer les potentiels de gestion de la demande pour ce secteur. Par ailleurs, comme cela a déjà été dit les secteurs résidentiel et tertiaire comptent pour plus de 82 % de la demande électrique sur l'île de la Réunion.

2.5 Efficacité énergétique

Des mesures d'efficacité énergétique sont déjà proposées sur l'île de la Réunion par EDF au travers de différentes offres (Priséco²⁹, Soleiléco³⁰, Isoléco³¹). Les solutions techniques associées à ces offres (coupe-veille, chauffe-eau solaire et isolation des bâtiments) ont été implémentées dans le modèle développé.

En parallèle, l'OER a effectué en 2012 une étude sur *les étiquettes d'économie d'énergie à la Réunion* [122] qui montre l'importance de la performance énergétique pour un consommateur lors de l'achat d'un nouvel équipement de gros électroménager comme un réfrigérateur ou un lave-linge. En effet, il ressort de cette étude que 90 % des consommateurs prennent systématiquement en compte la performance énergétique pour l'achat d'équipements de froid et de lavage. La performance des équipements de climatisation est également fortement prise en compte (85 % des consommateurs la prendraient toujours en compte lors de l'achat d'un équipement). Cependant, cette même étude a démontré que 53 % des appareils de climatisation disponibles en magasins ne comportent aucune étiquette énergétique renseignant leur performance énergétique. Les équipements de gros électroménager de froid et de lavage constituent le plus fort potentiel, étant généralement accompagnés d'étiquette énergétique et d'une volonté des consommateurs d'accorder plus d'importance à la performance énergétique de ces équipements³².

Enfin, les ampoules incandescentes ont progressivement disparu des différentes enseignes, laissant place uniquement à différents types d'ampoules dites « basse-consommation ». Ces ampoules fluocompactes, nouvelles halogènes ou LED ont une durée de vie bien plus importante et une consommation électrique moindre au regard des anciennes ampoules incandescentes et halogènes.

Trois types d'efficacité énergétique ont donc été implémentés dans le modèle TIMES-Réunion pour le secteur résidentiel :

1. possibilité de renouveler les équipements de gros électroménager (réfrigérateur, congélateur, lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge) et les ampoules par des équipements plus efficaces, i.e. de classe énergétique supérieure,
2. possibilité d'utiliser des prises coupe-veille,
3. possibilité de mettre en œuvre des travaux d'isolation afin de diminuer les consommations électriques liées aux équipements de climatisation et/ou de chauffage.

Les consommations électriques des ballons d'eau chaude sanitaire pourraient également être amenées à diminuer. Cependant, nous avons imposé des taux d'équipement liés aux

29. Une multiprise coupe-veille détectant la baisse de tension des appareils en veille et les éteignant automatiquement au prix de 10 €[121].

30. Les personnes faisant l'acquisition d'un chauffe-eau solaire peuvent bénéficier d'une prime d'EDF et d'un crédit d'impôts [121].

31. En recourant à l'isolation thermique pour sa toiture ou ses murs, un ménage peut également bénéficier de la prise en charge d'une partie de ses frais par EDF [121].

32. Seuls 39 % des équipements d'audiovisuel, 47 % de climatisation et 20 % de cuisson affichent ces étiquettes.

deux technologies : électricité et solaire (avec ou sans appoint) qui modifient déjà fortement les besoins en électricité associés à l’usage d’eau chaude sanitaire. Enfin, les chauffe-eau électriques feront l’objet d’une autre stratégie de gestion de la demande (voir section 2.6).

Les projections futures de consommations électriques liées aux secteurs tertiaire et industriel, utilisées dans ce travail (données du scénario médian d’EDF-SEI), comportent déjà la prise en compte de mesures d’efficacité énergétique. La consommation de l’éclairage par exemple va être fortement réduite suite à la disparition totale des ampoules incandescentes et de certaines ampoules halogènes. Cette évolution pour l’éclairage, mais également l’amélioration des équipements de climatisation ou le recours à des chauffe-eau solaires, se retrouvent donc dans le scénario médian d’EDF-SEI que nous avons utilisé pour évaluer les consommations électriques des secteurs tertiaire et industriel. De plus, les données du scénario *MDE renforcée*³³ d’EDF-SEI nous ont également été fournies ce qui nous permet d’évaluer un scénario d’efficacité énergétique complet où l’ensemble des secteurs est considéré.

2.5.1 Gros électroménager

Afin de modéliser les possibilités de substitution d’un équipement par un autre d’une classe énergétique supérieure, de nouvelles technologies associées aux équipements appartenant à la catégorie du gros électroménager mais également aux ampoules ont été ajoutées dans le modèle TIMES-Réunion. La demande finale (en services énergétiques de type kg de linge lavés, etc.) n’est pas affectée par cette amélioration de l’efficacité énergétique. Les paramètres associés à cette demande dépendent en effet directement de la catégorie de logement (voir section 2.4.1). Le nombre de kilogrammes de linge lavés sur une année ou le nombre de litres à réfrigérer pour un logement d’une catégorie est considéré comme constant au fil des périodes tel que cela a été précisé précédemment. La mise en place de programmes d’efficacité énergétique se fait donc uniquement sur les technologies (*process*) de demande : un équipement de classe énergétique supérieure permettra donc de subvenir à une demande d’usage identique (kilogrammes de linge à laver, litres à réfrigérer, etc.) avec une consommation électrique associée inférieure (Figure 2.19).

Les rendements des équipements considérés (lavage, production de froid, éclairage) correspondent au nombre de MWh nécessaires pour satisfaire une demande d’usage (kilogrammes de linge à laver pour un an, litres à réfrigérer, nombre d’ampoules, etc.). Ainsi, les rendements des équipements plus performants sont supérieurs. Les rendements de ces nouveaux équipements ont été calculés en conformité avec les directives européennes portant sur les classes énergétiques. L’équation 2.6 issue de ces directives [123, 124, 125, 126, 127] reprend la définition de l’indice d’efficacité énergétique pour tous les équipements électroménagers considérés :

33. Le scénario Maîtrise de la Demande d’Electricité (MDE) utilise les déterminants macroéconomiques de leur scénario médian (population, nombre de personnes par ménage, PIB, etc.) en prenant en considération *l’accélération de la maîtrise de la demande en énergie liée à des actions volontaristes et économiquement responsables*.

$$EEI = \frac{AE_c}{SAE_c} \cdot 100 \quad (2.6)$$

où AE_c représente la consommation d'énergie annuelle de l'équipement et SAE_c , la consommation d'énergie annuelle *standard* de l'équipement. Pour chaque classe énergétique, une borne inférieure pour l'indice d'efficacité énergétique est choisie (cas le plus critique) et les consommations standard sont issues des équations utilisées dans les directives européennes correspondantes et rappelées à l'annexe B. Les rendements sont donc fonction de la classe énergétique mais également de la taille des équipements³⁴. De nouvelles technologies, propres à chaque catégorie de logements, ont été implémentées pour refléter ces différences de rendements. Ces nouvelles technologies sont également associées à des coûts d'investissement correspondant au coût d'achat de nouveaux équipements.

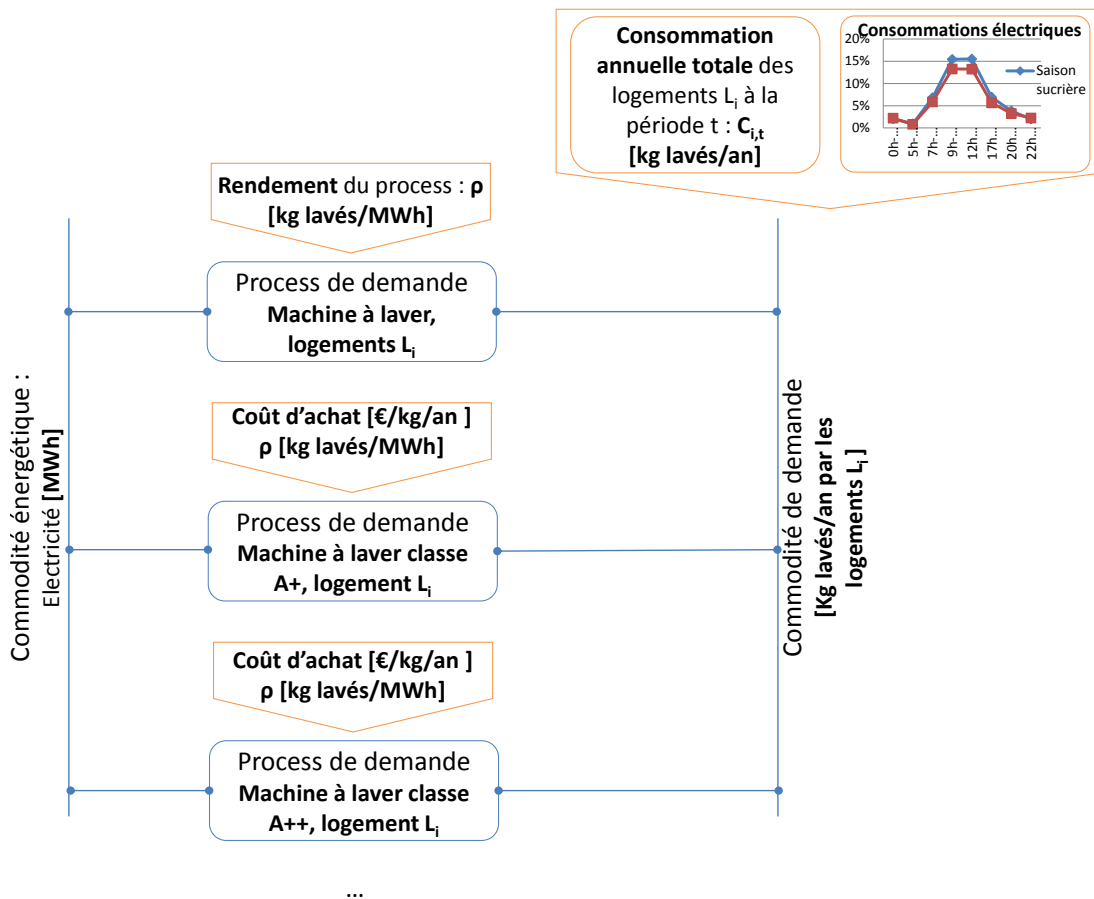


Figure 2.19. Implémentation de nouvelles technologies correspondant aux équipements électroménagers de lavage et de froid de classe énergétique supérieure. Plus la classe énergétique est élevée, plus le coût d'achat et le rendement sont élevés.

34. Pour une même classe énergétique, un équipement de plus petite taille consomme moins d'électricité. Les rendements des procédés de demande correspondent au nombre de MWh nécessaires pour satisfaire une demande d'usage, ils dépendent ainsi de la taille de l'équipement

2.5.2 Eclairage

Tout comme pour le gros électroménager, le modèle permet de substituer aux anciennes ampoules incandescentes et halogènes des ampoules basse consommation. A nouveau, de nouvelles technologies, dont le rendement est supérieur aux technologies de demande actuelles mais moyennant un coût d'investissement plus élevé, ont été ajoutées. Les durées de vie de ces nouvelles ampoules sont également plus importantes.

2.5.3 Coupe-veille

Comme cela a été expliqué précédemment, les commodités de demande des équipements bruns et gris correspondent à un nombre d'équipements, le rendement de la technologie (*process*) prenant en compte la conversion entre le nombre d'équipements en fonctionnement par unité de consommation électrique (MWh). Pour chacun de ces équipements, une commodité et une technologie de demande supplémentaires ont été ajoutées pour représenter les consommations de veille (Figure 2.20), tenant compte du taux d'équipement actuel des multiprises coupe-veille.

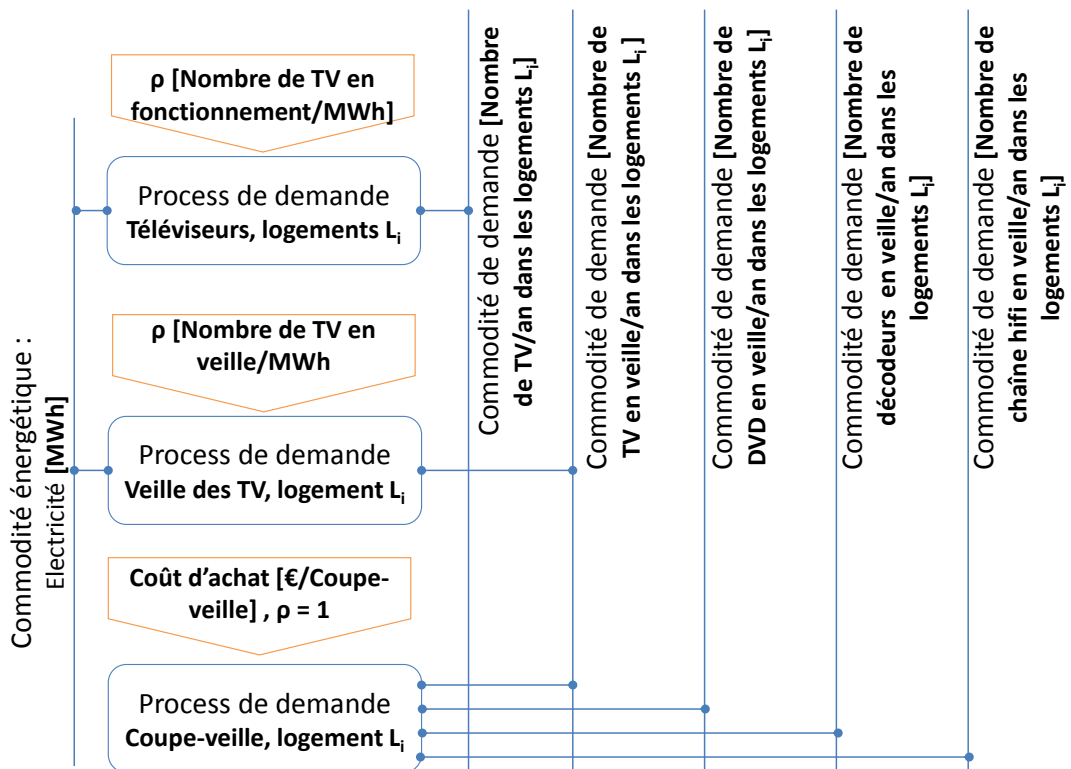


Figure 2.20. Illustration de l'implémentation de technologies de coupe-veille. Les technologies de demande de veille existantes correspondent à la consommation actuelle de toutes les veilles des équipements bruns et gris. De nouvelles technologies de demande ont été implémentées dans le modèle TIMES-Réunion pour représenter la possibilité de faire appel à des multiprises coupe-veille ne consommant plus d'électricité mais satisfaisant la commodité de demande de « veille ».

Dans un scénario représentant le recours à ces technologies de coupe-veille, le modèle a la possibilité d'utiliser de nouvelles multiprises moyennant un coût d'achat de 10 € (prix actuellement pratiqué à la Réunion). Nous émettons l'hypothèse que ces multiprises ne consomment pas d'électricité (comme le montre la figure 2.20) et qu'elles permettent de couper les veilles de plusieurs équipements³⁵. En effet, ces multiprises coupe-veille vendues à la Réunion comprennent une prise « mère », des prises « filles » liées à l'état de veille de la prise « mère » et des prises qui ne seront jamais coupées (pour un téléphone par exemple). Lorsque la multiprise détecte une faible tension aux bornes de la prise « mère » (un fonctionnement en veille), elle stoppe toute alimentation de la prise « mère » et des prises « filles » associées. Nous avons donc considéré deux types de multiprises coupe-veille, l'un où le téléviseur serait branché à la prise « mère », l'autre où l'ordinateur serait branché à la prise « mère ». Dans le cas du téléviseur, on considère que le lecteur DVD, la chaîne hifi et le décodeur sont branchés aux prises « filles », dans le cas de l'ordinateur, on considère que seule la box internet est branchée à la prise « fille ». Ces nouvelles technologies de multiprises permettent ainsi au modèle d'arbitrer entre un coût d'investissement lié à l'achat d'une multiprise coupe-veille et les coûts de production d'électricité liées aux consommations des appareils en veille.

2.5.4 Isolation

Pour tenir compte de la réduction possible de la demande de climatisation ou de chauffage après isolation des façades ou de la toiture d'un logement, une technologie d'isolation a également été implémentée dans le modèle TIMES-Réunion. Les commodités de demande liées à ces deux usages correspondent à un nombre de logements chauffés ou climatisés. Les technologies de demande associées ont donc un rendement de conversion du nombre de logement ayant accès à ces équipements de confort (chauffage et climatisation) pendant un an par unité de consommation électrique (MWh). A l'amont de ces technologies de demande, ont été rajoutés de nouveaux procédés énergétiques faisant le lien entre la commodité « électricité » et l'électricité consommée par ces technologies de demande de chauffage et de climatisation. Pour représenter le niveau d'isolation existant, un procédé énergétique fait le lien entre les deux commodités précédemment mentionnées avec un rendement unitaire³⁶.

Sont ainsi ajoutées des nouvelles technologies dont le rendement est supérieur à l'unité témoignant des bénéfices de l'isolation mise en œuvre dans le logement. Un coût d'investissement lié à la mise en place de cette isolation est également associé à ces nouvelles technologies, suivant le type d'isolation (et donc le rendement). Ce coût varie avec la surface à isoler et donc avec les catégories de logement puisque celles-ci comprennent une classification suivant la surface du logement. Les données liées à ces technologies d'isolation ont été adaptées de [11].

35. Les multiprises coupe-veille consomment en réalité une faible part d'électricité mais considérée comme négligeable au regard des veilles des équipements bruns et gris.

36. La réduction des consommations électriques liées aux équipements de climatisation et de chauffage est en effet déjà prise en compte pour les logements isolés dans le rendement de conversion de la technologie de demande. Il ne faut pas spécifier une technologie propre aux logements déjà isolés puisque cela reviendrait à comptabiliser deux fois les bénéfices de leur isolation.

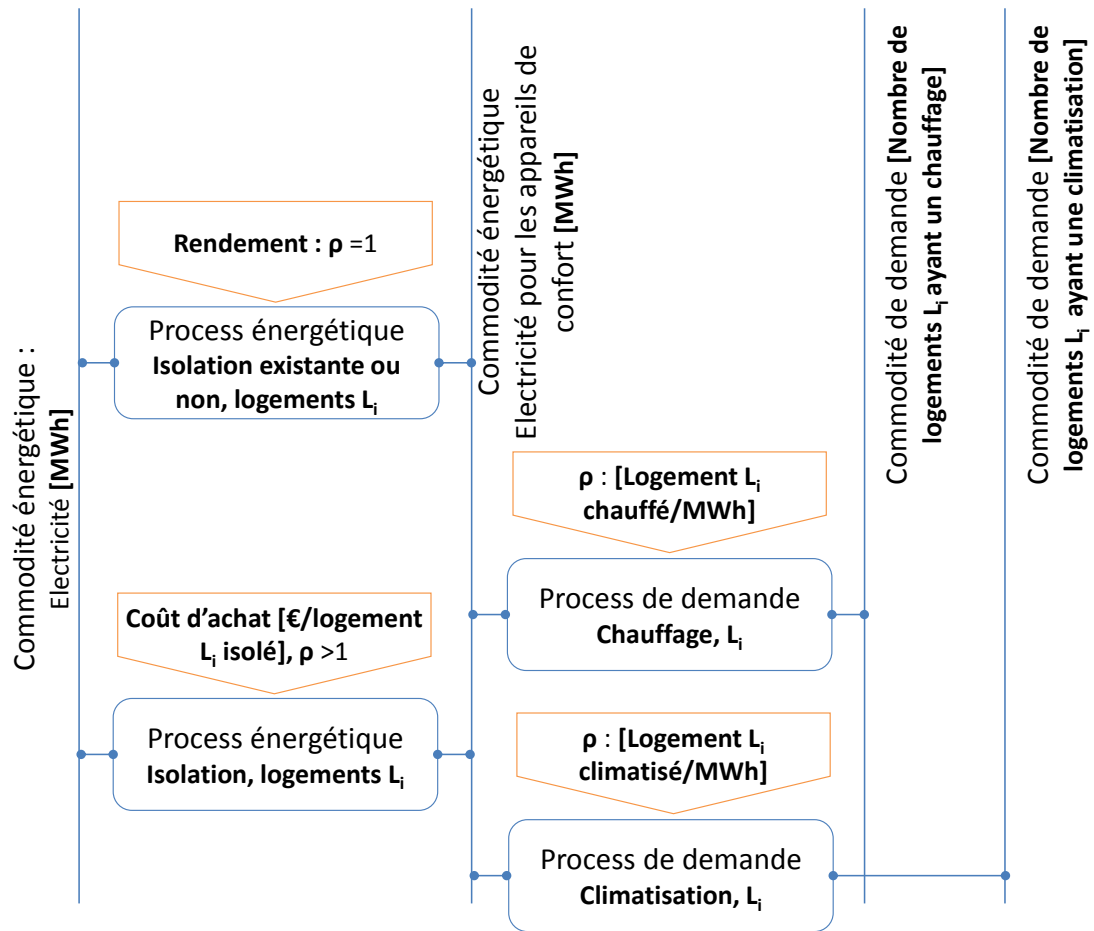


Figure 2.21. Illustration de l'implémentation de technologies d'isolation. Les nouvelles technologies d'isolation ont un rendement de conversion entre l'électricité consommée, avec et sans isolation, supérieur à l'unité. Ce rendement permet de prendre en compte la réduction des consommations due à la pose d'isolants.

Si le modèle choisit de faire appel à ces nouvelles technologies, il lui est donc possible de réduire la facture énergétique liée à ces deux usages. Enfin, pour tenir compte des logements existants déjà isolés, suivant la base de données établies par l'OER, des bornes supérieures d'installation des « technologies énergétiques » d'isolation ont également été prises en compte.

2.6 Report de la demande longue durée - *load-shifting*

La modulation de la demande ne consiste pas uniquement à aplanir la courbe de charge en décalant des usages des périodes de pic vers des périodes creuses. En effet, si le mix électrique comprenait une forte composante d'énergie solaire, on pourrait chercher à augmenter la demande durant le jour pour bénéficier au maximum de ces possibilités. Cependant, tous les usages ne peuvent pas être reportés d'une période à une autre. Par exemple, le fonctionnement des équipements bruns ne se décale pas de la soirée au milieu de la nuit.

2.6 Report de la demande longue durée - *load-shifting*

Ainsi, dans le secteur résidentiel, on considère que l'utilisation des lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge et la chauffe des ballons d'eau chaude sanitaire peut être déplacée d'une tranche horaire de la journée à une autre. La demande totale de la journée doit être satisfaite par le modèle mais elle peut l'être à n'importe quel moment de la journée.

Pour ces quatre usages résidentiels et l'eau chaude sanitaire du secteur tertiaire, plus aucune courbe de charge n'est attribuée; le modèle peut utiliser ces demandes comme une variable d'ajustement, pour équilibrer au mieux offre électrique et demande totale sur le réseau. Cependant, dans le formalisme TIMES, les commodités de demande, si elles ne sont pas associées à une courbe de charge, sont considérées comme constantes au cours de l'année. Afin de rendre le report de la demande possible dans le modèle TIMES-Réunion, des technologies et des commodités « clones » ont été ajoutées, comme illustré à la figure 2.22. La technologie énergétique « clone » va ainsi consommer de l'électricité pour produire le volume de demande exigé par la commodité énergétique « clone ». La commodité « clone » étant une commodité énergétique, elle peut être produite à n'importe quel instant. On contraint alors le modèle à en produire une quantité équivalente au volume de demande original et ce, pour la somme des tranches horaires de chacune des journées-type. Le procédé énergétique consomme alors de l'électricité tandis que le procédé de demande d'origine ne consomme plus rien.

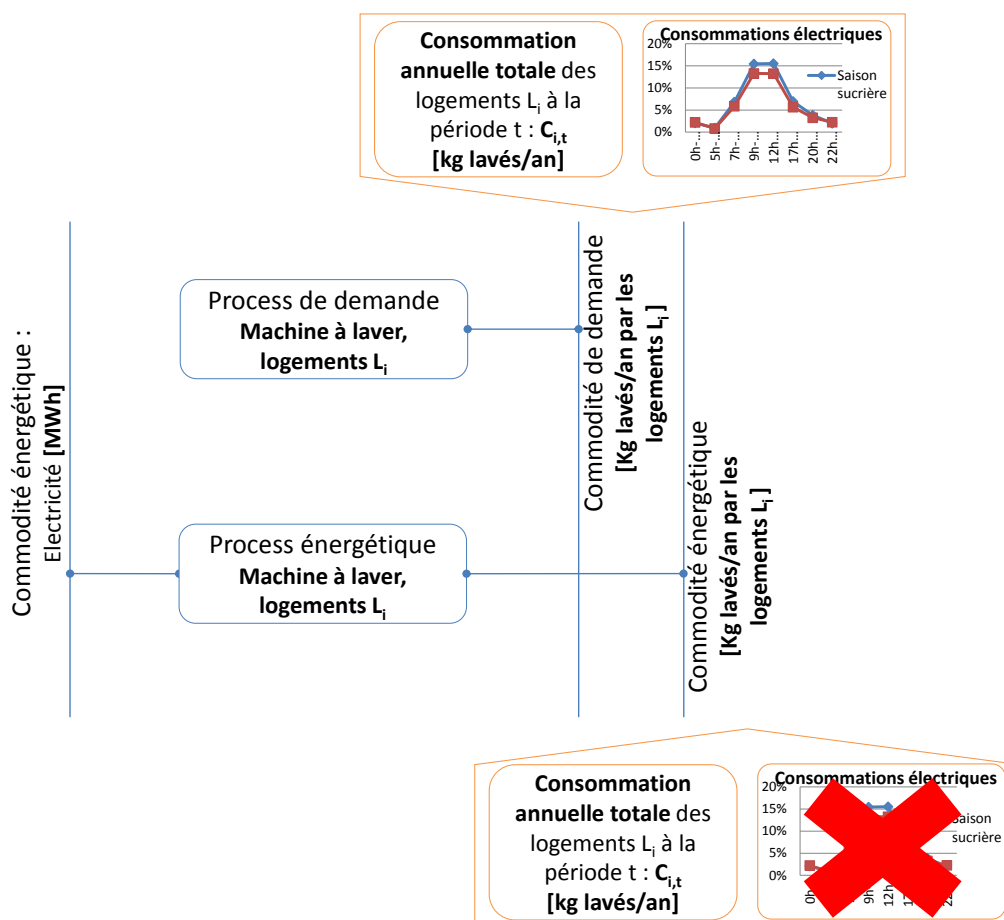


Figure 2.22. Illustration de l'implémentation du report de la demande « longue durée ».

2.7 Report de la demande courte durée - *peak clipping*

Certains usages, essentiellement liés à la production de chaleur ou de froid, peuvent également être reportés mais sur des échelles de temps plus courtes. Les durées de report de ce type d'usage énergétique, qui dépendent de l'inertie thermique du bâtiment ou de l'équipement, sont généralement infra-horaires, de l'ordre de la demi-heure ou du quart d'heure. Or, les tranches horaires utilisées dans le modèle TIMES-Réunion (ainsi que dans la plupart des modèles TIMES existants) sont plutôt de l'ordre de quelques heures et ne permettent donc pas de représenter ces reports de charge. Cependant, ces reports « courte-durée » peuvent contribuer de manière non négligeable à l'équilibrage du système électrique. Pour contourner cette limitation, nous avons donc considéré que 20 % de la consommation électrique liée aux technologies de demande réfrigérateurs, congélateurs et équipements de ventilation/climatisation/chauffage des secteurs tertiaire et résidentiel peut être reportée pour répondre à des aléas du système électrique³⁷. Ainsi, on considère que 20 % de la puissance électrique mobilisée par ces équipements (exprimée donc en MW) contribue au surdimensionnement du système et participe ainsi à l'équation de contrainte de pic (Equation 1.8) présentée dans le premier chapitre, ce qui devrait permettre de diminuer la puissance totale installée comme illustré sur la figure 2.23. Sur l'île de la Réunion, on considère que la capacité totale installée doit excéder de 69 % la plus forte demande annuelle (442 MW). Ces nouvelles technologies liées au report courte durée constituent ainsi des moyens de substitution aux centrales de pointe installées uniquement pour satisfaire cette contrainte de surdimensionnement.

Le *peak clipping* ainsi modélisé s'apparente à la participation de certains usages au mécanisme d'ajustement (la réserve tertiaire). A nouveau, on ne cherche pas à spécifier les modalités de la mise en place d'une telle stratégie sur l'île de la Réunion mais à évaluer le gain possible en termes de puissance installée sur l'île. Comme indiqué dans la section 2.1, cette stratégie de gestion de la demande a pour principal objectif de réduire les pics de consommation ou de couper l'alimentation de certains équipements pour pallier certains aléas sur le système électrique. L'ADEME, dans son étude sur *l'effacement des consommations électriques résidentielles* [91], considère la possibilité que ce type de stratégie réduise également la consommation électrique. Cependant, elle note dans cette même étude que cela reste encore une hypothèse à confirmer. Aussi, nous avons pris comme parti de considérer que le *peak clipping* ne peut permettre de réduire que la puissance appelée mais ne modifie pas l'énergie totale consommée.

37. Pour bénéficier de la participation de l'ensemble des équipements, un effacement en cascade peut être mis en œuvre. En prenant 20 % de la consommation électrique liée aux équipements de ventilation/climatisation/chauffage, cela permet de considérer que sur une tranche horaire de deux heures, 20 % d'équipement seront effaçables pendant les 24 premières minutes. Ensuite, 20 % d'autres équipements seront effaçables en cas d'apparition d'un nouvel aléa, etc.

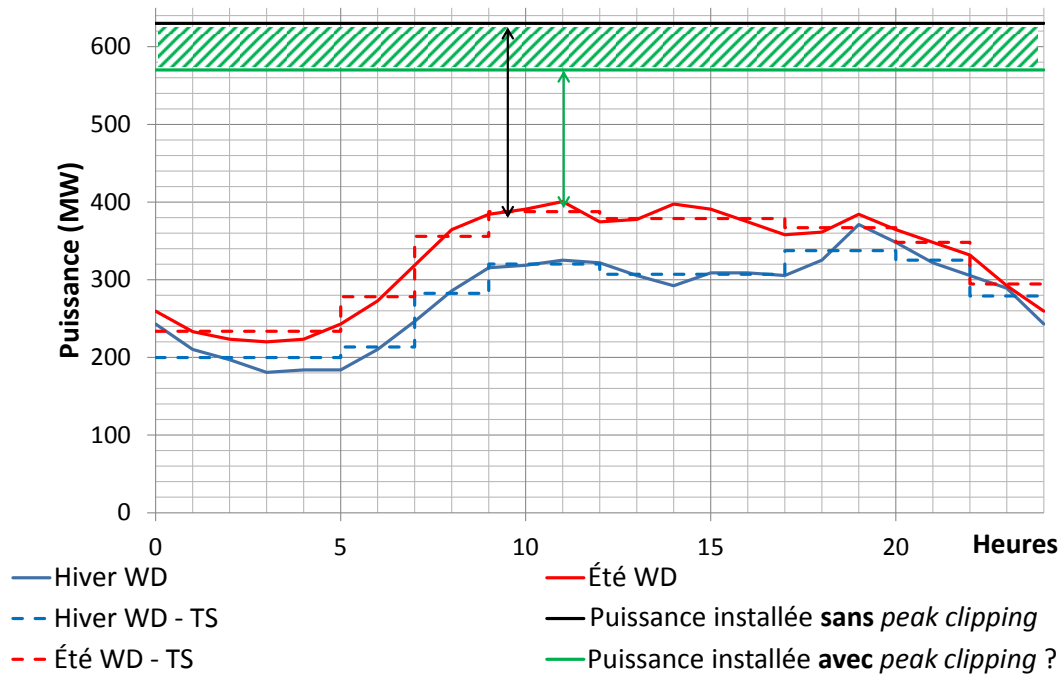


Figure 2.23. Illustration de l'impact possible du report de la demande « courte durée ».

Synthèse

Au cours de ce chapitre, nous avons décrit l'ensemble des stratégies de gestion de la demande tel qu'il est envisagé de les implémenter dans les *Smart Grids*. Nous avons décrit comment les mesures les plus prometteuses peuvent être implémentées dans notre modèle et comment nous déterminerons leurs gisements potentiels théoriques. Le détail spécifique de chacune de nos approches sectorielles permet d'avoir une vision exacte de l'évaluation que nous proposerons des impacts de la gestion de la demande sur les exercices de long terme.

De la fiabilité du système électrique

L'énergie électrique étant difficilement stockable à grande échelle, l'adéquation entre l'offre et la demande doit, en théorie, être permanente. Ceci est obtenu actuellement en agissant à tout instant sur les moyens de production pour maintenir l'équivalence entre la puissance consommée et la puissance produite. La mise en place de stratégies de gestion de la demande contribuerait donc à modifier ce paradigme actuel du maintien de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité¹. En jouant sur les deux tableaux (offre et demande), le maintien de cet équilibre pourrait être plus difficile à garantir². Il s'agit ici de donner une description simplifiée du système électrique susceptible de réconcilier les échelles de temps intervenant dans (ordre décroissant) :

- **les anticipations de long terme** : sur un horizon de long terme (50 ans), à l'aide de modèles de prospective, les besoins en capacité et le type de centrales de production à installer sont évalués pour satisfaire aux futures demandes d'électricité ;
- **les prévisions d'investissement** : un bilan prévisionnel est effectué sur le moyen terme (l'année précédente à dix ans) afin de vérifier qu'il y a adéquation entre l'offre et la demande au vu de l'évolution de cette dernière et des constructions de nouvelles centrales ainsi que des déclassements des centrales existantes ;
- **le plan de production** : celui-ci est établi d'une part à court terme (en J-1) et d'autre part à moyen terme (quelques mois) typiquement pour l'hydraulique ;
- **le programme de fonctionnement** : il est suivi en temps réel (ms/s/heure).

Cette description simplifiée nous permettra d'introduire les contraintes dynamiques d'exploitation dans les études de prospective. Le point de vue retenu s'appuie sur l'observation temporelle des énergies embarquées dans le système en tant qu'invariants en considérant le système en fonctionnement stationnaire [128]. S'agissant d'un système possédant des masses embarquées couplées à un thermostat (atmosphérique) et à des sources de courants (excitation des générateurs), les invariants thermodynamiques naturels sont l'énergie libre électromagnétique, appelée énergie réactive dans le contexte électrotechnique, et l'énergie cinétique.

1. Maintenir l'équilibre entre production et demande revient à conserver une fréquence du réseau proche de la fréquence de référence, soit 50 Hz sur les réseaux européens.

2. Suite au développement de stratégies de gestion de la demande, les effacements pourraient se substituer à d'autres moyens plus contrôlables. On peut imaginer par exemple que l'incertitude liée à l'effacement sera plus grande que celle liée à la production issue d'un moyen thermique. Les programmes de gestion de la demande sont nombreux, certains proposent notamment de comptabiliser les effacements comme une participation aux services systèmes. Toutefois, leur participation pourrait être plus « aléatoire » que celle des moyens de production.

Comme précisé précédemment, la fiabilité d'un système électrique correspond à son aptitude à assurer à la fois sa sécurité et sa stabilité (1.3.4). Cette fiabilité peut s'analyser à différents niveaux, correspondant aux différentes fonctions que sont la production, le transport et la distribution d'électricité. Elle se mesure généralement sur la base d'indicateurs liés aux interruptions de service³. Nous examinons ici les aspects liés à l'exploitation des systèmes électriques ou plus exactement les mécanismes permettant d'adapter la génération à la consommation dans un contexte d'évolution - moins déterministe - vers une génération plus intermittente (PV, éolien, énergie houlomotrice) et une demande plus flexible (stockage, effacement).

Dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord les principes généraux de fonctionnement d'un système électrique avant d'analyser l'effet d'un aléa d'exploitation et le recours aux trois niveaux de réserve tournante susceptibles de rétablir un équilibre d'exploitation technico-économique. Le cas des systèmes insulaires sera également précisé, notre cas d'étude étant l'île de la Réunion. Par la suite, nous décrivons l'implémentation dans le modèle TIMES-Réunion de l'indicateur de réserve cinétique développé dans la thèse de Mathilde Drouineau [130, 10] mais également des réglages de fréquence. Enfin, des technologies de stockage ont également été prises en compte dans le modèle TIMES-Réunion. La dernière section de ce chapitre se consacre à présenter leur modélisation.

3.1 Fonctionnement

L'exploitation des systèmes électriques actuels repose essentiellement sur des générateurs synchrones (sources) forcés autour d'une fréquence de référence f_0 qui sont connectés par l'intermédiaire de transformateurs élévateurs et abaisseurs à des lignes de transmission et distribution (réseau) auxquelles se raccordent les charges utiles (usagers).

Cette architecture confère aux flux de puissance électrique transitant sur le réseau d'exhiber deux composantes. L'une est pulsée toujours positive, traduisant un échange unidirectionnel entre les sources et les charges : on parle de *puissance active* P . Elle fonde les transactions commerciales s'opérant sur le réseau. L'autre est pulsée et est en moyenne nulle traduisant un échange oscillatoire et réversible entre les sources et les charges : on parle de *puissance réactive* Q . Elle est à l'origine du synchronisme et de la fiabilité exhibés par les systèmes électriques actuels.

Le réseau est évidemment dimensionné pour supporter simultanément les flux de puissance active et réactive circulant en son sein : on parle de *puissance apparente* S .⁴ Sous l'effet de fluctuations de charge ou d'aléas d'exploitation, l'ensemble fonctionne grâce au maintien dans des plages admissibles du plan de tension et de la fréquence.

3. Les incidents sont généralement qualifiés suivant trois indicateurs de fiabilité utilisés par l'ENTSO-E. Le premier est l'énergie non-distribuée (*Energy Not Supplied (ENS)*) aux consommateurs finals à cause d'un incident dans le réseau de transport et est donné en MWh. Le second est la perte totale de puissance (*Total Loss of Power (TLP)*) et est donné en MW et mesure le déficit de production. Et enfin, le troisième est le temps de rétablissement (*Restoration Time (RT)*), mesuré en minutes et qui correspond au temps écoulé entre l'aléa survenu et le retour de la fréquence du système à sa valeur de référence [129].

4. La puissance apparente équivaut à la somme vectorielle des puissances active et réactive : $S^2 = P^2 + Q^2$.

- Le **plan de tension** rassemble les tensions vectorielles (phaseurs) aux nœuds du réseau : il s'agit donc d'une caractéristique locale. Son maintien permet notamment de garantir la transmission de la puissance aux différents points du réseau. Il permet aussi de satisfaire la qualité de service pour les usagers. Mais surtout, dans le contexte de ce travail, le maintien du plan de tension permet d'opposer sur chaque générateur synchrone un couple électrodynamique résistant $C_{e,i}$ au couple moteur $C_{m,i}$ délivré par les turbines afin de satisfaire à l'équation mécanique :

$$J_i \frac{d\Omega_i}{dt} = C_{m,i} - C_{e,i} \quad (3.1)$$

où Ω_i est la vitesse angulaire (pulsation mécanique) du rotor [131, 132, 133].

L'équilibre entre ces deux couples permet d'une part de garantir la stabilité de chaque arbre rotorique - donc le synchronisme entre le moment rotorique et la pulsation du champ statorique - tant que l'angle interne δ_i de la machine i n'excède pas $\pi/2$. Au-delà, la machine adopte un fonctionnement instable et perd son synchronisme avec le réseau et doit être déconnectée. Et d'autre part, cet équilibre confère une « rigidité » au système électrique pour laquelle les énergies cinétiques embarquées dans chaque machine tournante s'agrègent naturellement dans une réserve cinétique mutualisée sur l'ensemble du système. .

- Il est alors pertinent d'observer la **fréquence** pour estimer l'énergie cinétique embarquée sur le système selon la relation :

$$E_{cin} = \frac{1}{2} \omega^2 \sum_i J_i \left(\frac{1}{p_i}\right)^2 \quad (3.2)$$

où p_i est le nombre de paires de pôles dans la machine i de moment d'inertie J_i et $\omega = 2\pi f$ la pulsation électrique du système. La fréquence constitue donc une caractéristique globale étant uniforme sur l'ensemble du réseau.

Les puissances mises en jeu dans le fonctionnement que nous venons de décrire s'expriment au travers de l'équation de Poynting qui procure un bilan de puissance agrégé sur l'ensemble du système :

$$P_{meca} = P_{Joule} + \frac{dF_{emag}}{dt} + \frac{dE_{cin}}{dt} \quad (3.3)$$

où :

- F_{emag} est l'énergie électromagnétique stockée dans le système par l'intermédiaire du champ électromagnétique. Sa puissance - dite *réactive* Q - cumule les contributions liées au facteur de puissance ($\cos \phi \neq 0$) et l'effet des couples résistants exhibés par chaque machine en fonction de leur angle interne δ_i : elle est donc le reflet du plan de tension.

Les autres contributions transférées à la matière constituent la puissance active :

- P_{Joule} agrège les pertes Joule observées dans les charges cumulées aux pertes d'exploitation (ligne, auto-consommation, etc.) ;
- E_{cin} est l'énergie cinétique embarquée dans le système agrégeant l'ensemble des masses rotoriques en rotation synchrone selon la relation 3.2 ;
- P_{meca} est la puissance mécanique nette admise dans le système (génération - production).

D'un point de vue thermodynamique, P_{Joule} est une puissance dégradée en chaleur, alors que les autres contributions sont relatives à des énergies nobles qu'un système électrique performant essaiera de préserver. Néanmoins, F_{emag} et E_{cin} sont intrinsèquement d'origine enthalpique puisqu'elles ne peuvent subsister que grâce aux couplages qui leur donnent naissance, respectivement l'excitation rotorique des machines et la puissance mécanique injectée. C'est pourquoi F_{emag} et E_{cin} constituent deux réserves dynamiques caractéristiques du fonctionnement du système électrique. Il est alors naturel de mesurer leurs durées de vie en les rapportant à la puissance apparente appelée ($S_{mean,système}$) ou, au contraire au pic de consommation à satisfaire ($Peak$) (Figure 3.1) pour définir les temps d'inertie du système avant un effondrement complet si aucune action corrective n'est entreprise, respectivement :

- Constante d'inertie électromagnétique (quelques millisecondes) :

$$H_{emag} = \frac{F_{emag}}{\max(S_{mean,système}, Peak - S_{mean,système})} \quad (3.4)$$

- Constante d'inertie cinétique (quelques secondes) :

$$H_{cin} = \frac{E_{cin}}{\max(S_{mean,système}, Peak - S_{mean,système})} \quad (3.5)$$

Il est évidemment possible de normaliser H_{cin} pour une fraction de puissance apparente appelée (ici 20 %) :

$$H'_{cin,système}(t) = \frac{E_{cin,système}(t)}{0,2 \cdot S_{mean,système}(t)} = \frac{\sum_i^N E_{cin,i}}{0,2 \times \sum_i^N P_{mean,i} \cdot \cos(\phi)_i} \quad (3.6)$$

où N représente l'ensemble des groupes qui sont connectés au temps t au système électrique et qui peuvent donc fournir une réserve cinétique.

Ces deux constantes sont basées sur la définition de la constante d'inertie H_i d'un groupe définie comme étant le temps pendant lequel l'énergie cinétique stockée peut fournir la puissance apparente :

$$H_i = \frac{\frac{1}{2}\omega^2 J_i \left(\frac{1}{p_i}\right)^2}{S_{n,i}} \quad (3.7)$$

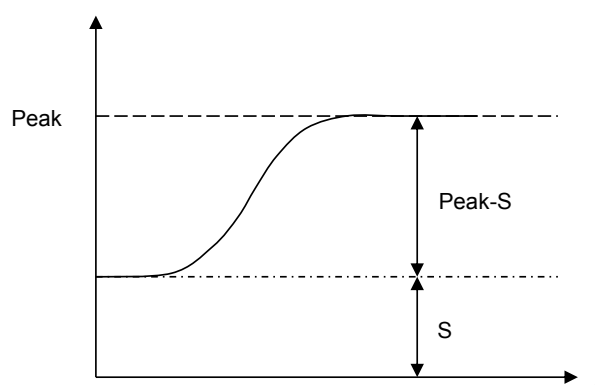


Figure 3.1. Illustration du dénominateur de l'indicateur de réserve cinétique, extrait de [130].

Réciproquement, plus ces constantes sont grandes, plus le système est apte à attendre les réglages à même de satisfaire un équilibre d'exploitation dans les marges définies⁵, comme nous le verrons à la partie suivante. Le point de vue retenu sera donc de maintenir à leur niveau actuel, comme une condition nécessaire à une exploitation fiable pour une performance identique du contrôle commande, les constantes d'inertie H au gré des évolutions du système sur l'horizon temporel étudié.

L'architecture actuelle des systèmes électriques centralise sur un nombre limité de groupes de génération les réserves électromagnétique et cinétique. Cette « convergence » est à l'origine de la robustesse et de la fiabilité des systèmes électriques. De surcroît, l'équilibre mécanique des générateurs garantit la production d'énergie réactive de sorte qu'une contrainte d'exploitation *a minima* sur la constante d'inertie mécanique suffit à satisfaire la contrainte sur l'inertie électromagnétique. On se limitera donc à l'étude de la contrainte cinétique. Néanmoins, cet aspect pourrait et devrait changer pour des systèmes de plus en plus dispersés dont le synchronisme ne serait plus imposé par les moyens de génération eux-mêmes.

Il est ainsi possible de disposer d'une représentation simplifiée du fonctionnement des systèmes électriques fondée sur un bilan de puissance où les énergies électromagnétique et cinétique apparaissent comme des réserves dynamiques préalables aux réglages sur l'excitation et la réserve tournante à la disposition de l'exploitant.

3.2 Exploitation

On examine ici l'effet d'une fluctuation de charge ou d'un aléa d'exploitation sur le système électrique et les réglages susceptibles de restaurer un optimum technico-économique. Une

5. Le régime permanent est caractérisé par le maintien d'une fréquence proche de sa valeur nominale (+/- 0.5 Hz autour de 50 Hz en Europe continentale) et d'un plan de tension constant [134, 135]. Les petits aléas de production ou de consommation, conduisant à de faibles écarts de la fréquence autour de sa valeur nominale, sont compensés par l'inertie des machines tournantes couplées au réseau [136]. De trop grands écarts ne peuvent toutefois pas être totalement compensés par cette inertie. Différents mécanismes doivent donc être mis en œuvre pour appliquer les corrections nécessaires.

description électrotechnique d'un incident d'exploitation provoqué est donné dans le Traité d'électricité de M. Aguet et de J.-J. Morf [137]. Nous intéressant dans ce mémoire aux conditions susceptibles de garantir la fiabilité de l'exploitation, on privilégiera les aspects relatifs à la fréquence, les réglages de la tension [134, 135, 138] apparaissant plutôt comme un procédé de contrôle commande indispensable pour disposer d'un couple résistant sur chaque générateur permettant d'en agréger l'énergie cinétique embarquée dans une réserve dynamique « solidaire » homocinétique à la fréquence électrique $f(t)$.

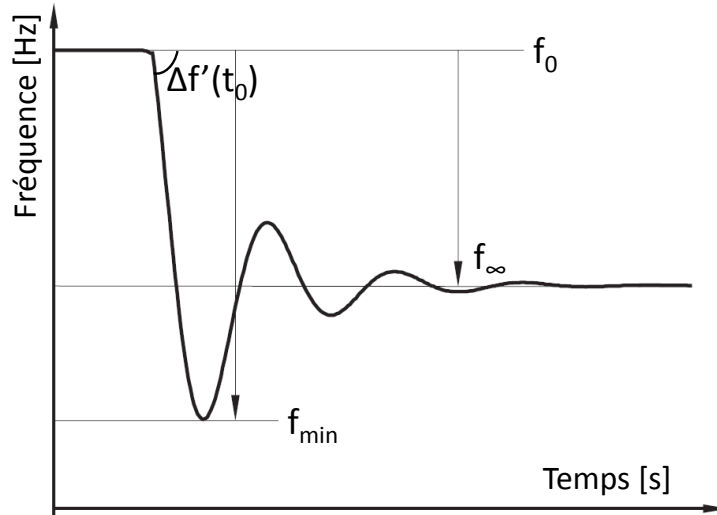


Figure 3.2. Allure de la fréquence dans les premières secondes suite à la perte d'un groupe de production : chute de fréquence avant de remonter à l'aide du réglage primaire et de se stabiliser à une fréquence f_∞ différente de f_0 (adaptée de [139]).

Suite à un déséquilibre entre la consommation et la production (Figure 3.2), la linéarisation de l'équation de Poynting (Equation 3.3) autour de la fréquence f_0 et l'expression de l'énergie cinétique des masses tournantes des groupes de production connectés au système électrique (Equation 3.2) permet d'expliciter le temps de relaxation mécanique τ_{cin} sous lequel est observé le gradient de fréquence initial [140]⁶ :

$$\Delta f'(t_0) = \frac{df}{dt}(t_0) = -f_0 \frac{\Delta P_{système}}{2E_{cin,système}} \quad (3.8)$$

où $\Delta P_{système}$ représente la discontinuité de puissance active transitant sur le système électrique. Ainsi, plus l'énergie cinétique stockée dans l'ensemble des machines tournantes connectées au système est importante, moins rapide sera la chute de fréquence. On conçoit dès lors l'intérêt de disposer d'interconnexions à l'échelle de « plaques » continentales pour augmenter l'inertie du système électrique. L'évolution ultérieure de la fréquence comme observable

6. Une évaluation grossière du temps de relaxation τ_{cin} sous de faibles variations de puissance mécanique injectée est de l'ordre de quelques secondes sur le système continental européen. Réciproquement, il est inenvisageable de corriger les fondamentaux cinématiques du système en un temps inférieur à τ_m ; notamment en agissant sur la puissance mécanique.

d'équilibre entre consommation et production dépend alors de :

- l'amplitude de la perturbation ($\Delta P_{\text{système}}$);
- l'énergie cinétique embarquée;
- les différents réglages mis en œuvre pour retrouver un équilibre d'exploitation, en particulier la dynamique de libération de la réserve primaire.

On examine les trois types de réglage susceptibles de restaurer cet équilibre, faisant appel successivement au :

- réglage (de la réserve) primaire, automatique et global (mutualisé), visant à restaurer un équilibre d'exploitation;
- réglage (de la réserve) secondaire, local et automatique, visant à rétablir les échanges entre régions à leurs valeurs contractuelles;
- réglage (de la réserve) tertiaire pour retrouver un optimum d'exploitation technico-économique.

On examine ensuite les particularités d'un réseau insulaire pour lequel l'absence d'échange aux frontières assimile le réglage secondaire au tertiaire .

3.2.1 Réglage primaire de fréquence

Le réglage primaire agit de façon décentralisée et automatique, en utilisant un régulateur de vitesse sur chaque groupe de production. Ce régulateur de vitesse, suivant une commande prédéfinie (le statisme), va réguler l'ouverture des organes d'admission du fluide moteur des centrales, contrôlant ainsi le couple moteur fourni par la centrale de production. Les groupes de production ne fonctionnent pas à leur puissance nominale mais à une puissance inférieure, ce qui constitue une réserve « primaire » de puissance active. Le régulateur de vitesse cherche à imposer à l'équilibre une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance [138] :

$$\frac{P_i(t) - P_{0,i}}{P_{n,i}} = \frac{-1}{\delta_i} \cdot \frac{f(t) - f_0}{f_0} \quad (3.9)$$

où δ_i correspond au statisme du groupe i (fixé en France métropolitaine entre 3 et 6 %), P_i sa puissance au nouveau point d'équilibre, $P_{n,i}$ sa puissance nominale, f la fréquence au nouveau point d'équilibre et f_0 la fréquence de référence. Deux paramètres sont donc importants dans le réglage primaire d'un groupe :

- la puissance en régime permanent ($P_{0,i}$) qui influe sur la quantité de réserve primaire que le groupe peut injecter dans le réseau (voir figure 3.3);
- le statisme qui régule la contribution du groupe de production pour une variation de fréquence et régit la loi proportionnelle de fonctionnement du régulateur de vitesse.

La pente de la caractéristique puissance/fréquence du régulateur de vitesse d'un groupe est appelée énergie réglante primaire; cet indicateur permet également de caractériser plus

facilement le système électrique dans son ensemble. L'énergie réglante d'un groupe représente la quantité de puissance que ce groupe peut fournir au système électrique pour une variation de fréquence donnée, tant que sa réserve n'est pas entièrement épuisée, et correspond à l'expression suivante [141] :

$$K_i = \frac{P_{n,i}}{\delta_i f_0} \Rightarrow \Delta P_i(t) = -K_i \Delta f(t) \quad (3.10)$$

Pour un groupe de production, le réglage primaire peut donc se représenter suivant la figure 3.3. La puissance de consigne en régime permanent, $P_{0,i}$, correspond à la fréquence de référence, f_0 . La réserve primaire est constituée de la différence entre la puissance affichée au limiteur, $P_{lim,i}$ (inférieure à la puissance nominale $P_{n,i}$) et la puissance de consigne.

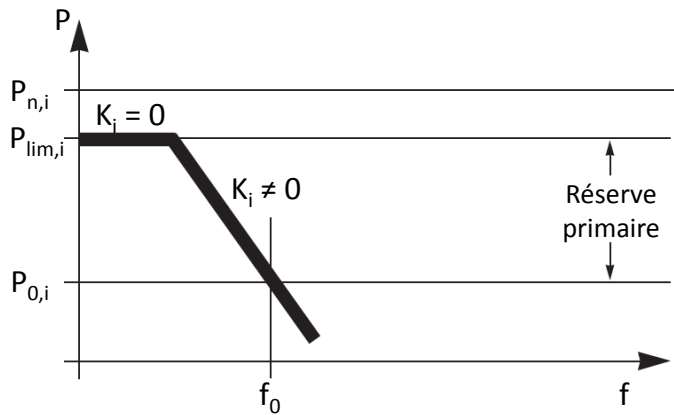


Figure 3.3. Caractéristique statique du réglage primaire d'un groupe de production : relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance du groupe de production [138]. $P_{n,i}$ correspond à la puissance nominale du groupe de production et est généralement supérieure à la puissance affichée au limiteur, $P_{lim,i}$, afin de conserver une marge pour la réserve secondaire. La réserve primaire correspond ainsi à la différence entre $P_{lim,i}$ et $P_{0,i}$.

Le réglage primaire se met en route au bout de quelques secondes lorsque la variation de fréquence atteint 20 mHz.⁷ La première moitié de la réserve doit être fonctionnelle au maximum 15 secondes après la fluctuation, la totalité de la réserve doit être injectée dans un délai maximum de 30 secondes. La fourniture de la réserve primaire doit pouvoir être maintenue pendant 15 minutes.⁸

Cependant, à la fin du réglage primaire, bien qu'il y ait un nouvel équilibre entre production et consommation, la fréquence diffère de sa valeur nominale. En effet, le régulateur de vitesse réalise une action de correction proportionnelle et induit ainsi une erreur statique menant à une valeur de la fréquence différente de sa valeur de référence. D'autres réglages sont donc mis en route pour rétablir la fréquence à sa valeur de référence.

7. Toute la réserve primaire est mobilisée avant que la variation de fréquence n'atteigne 200 mHz.

8. Il faut que les transits de puissance soient rétablis au-delà de ce temps, sinon il existe un risque de dépassement de la quantité de charge permanente admissible sur la partie affectée du réseau. La constante de temps thermique d'échauffement des conducteurs aériens étant d'environ 15 minutes.

3.2.2 Réglage secondaire de fréquence

L'objectif du réglage secondaire est double : il faut à la fois rétablir la fréquence à son niveau de référence mais également les échanges à leurs valeurs contractuelles (dans le cas de réseaux interconnectés). Le réglage secondaire de fréquence correspond à la mise en œuvre d'un principe de responsabilité : le réglage secondaire sollicite essentiellement la réserve secondaire de la seule zone de réglage⁹ où est apparu le déséquilibre. Suite au réglage primaire, le système électrique est stabilisé à un nouvel état d'équilibre, correspondant à une fréquence différente de la valeur de référence mais également à des valeurs d'échange entre les réseaux interconnectés, différentes des valeurs contractuelles. En effet, les transits de puissance vont évoluer au prorata des inerties des réseaux et se stabiliser par la suite à une valeur fonction des énergies réglantes primaires de chacun des réseaux [135]. Enfin, ce réglage permet également de reconstituer la réserve primaire.

Suite à une action centralisée, le réglage secondaire se met en route de façon automatique à la suite du réglage primaire. Il a un temps de réponse compris entre trente secondes et dix minutes. Alors que le réglage primaire correspondait à une correction proportionnelle induisant ainsi une erreur statique au niveau de la fréquence, le réglage secondaire est basé sur une commande intégrale. Ce réglage modifie donc le programme de production des centrales y participant.

3.2.3 Réglage tertiaire de fréquence

Lorsque les réglages automatiques deviennent insuffisants pour pallier la perte d'un moyen de production ou l'augmentation de la consommation ou encore lorsque le plan de production s'écarte trop du plan prévu initialement, le réglage tertiaire est mis en route. Ce dernier réglage, manuel cette fois, permet de reconstituer la réserve secondaire et de retrouver un optimum économique. Il s'appuie en France sur le mécanisme d'ajustement : il permet de réajuster les programmes de production des centrales en tenant compte des coûts correspondants.

Ce troisième réglage implique la participation de nouveaux moyens de production (non-connectés lors de l'aléa) ou de moyens de production en fonctionnement pouvant être mobilisés en quelques minutes de façon manuelle. On distingue [143] :

- les moyens contractualisés : en France, RTE contractualise une réserve rapide de 1000 MW activable en moins de 13 minutes¹⁰ et une réserve complémentaire de 500 MW activable, elle, en moins de 30 minutes ;
- les moyens non contractualisés : les acteurs du système électrique (agrégateurs, consommateurs, producteurs, GRT étrangers) ont la possibilité de faire des offres sur le mécanisme d'ajustement.

9. Une zone de réglage est composée d'un ou plusieurs systèmes cohérents, chaque système étant contrôlé par un seul GRT. Chaque zone de réglage dispose d'un seul système de réglage secondaire fréquence - puissance [142].

10. L'European Network of Transmission system Operators for Electricity (ENTSO-E) préconise aux Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) de disposer d'une puissance activable en moins de 15 minutes.

3.2.4 Particularités des systèmes insulaires

Les caractéristiques propres aux systèmes insulaires conduisent à une gestion de leur réseau électrique particulière et distincte de celle observée en métropole. Les exigences de performances des différents réglages présentés précédemment varient fortement entre celles de l'ENTSO-E et celles des zones insulaires. La réserve primaire établie par l'ENTSO-E a été calculée pour que le système électrique européen puisse faire face à la perte de ses deux plus gros groupes. L'incident dimensionnant la réserve primaire de puissance ou l'énergie réglante d'un réseau insulaire peut être considérable par rapport à la puissance appelée¹¹. Il est donc nécessaire d'arbitrer entre le coût lié à la réserve primaire et la probabilité de délestage de charge. La puissance maximale des groupes de production est limitée par des mécanismes technico-économiques, ce qui engendre des coûts d'investissements plus élevés que sur le réseau ENTSO-E [145]. Leur participation à la réserve primaire les oblige à fonctionner à une puissance bien inférieure à leur puissance nominale, réduisant ainsi leur rendement. Les marges de réserve dans les systèmes insulaires sont importantes et les coûts associés élevés ; on cherche donc à réduire au maximum ces marges de réserve en conservant autant que possible la fiabilité du réseau.

Dans les DOM, EDF-SEI a opté pour une réserve primaire variable selon le plan de production, qui peut s'avérer faible par rapport à certains défauts observés, et qui, en cas d'aléas, peut nécessiter de recourir au délestage. Suite par exemple au déclenchement d'un groupe, le gradient de fréquence en zone insulaire peut être très élevé : les chutes de fréquence peuvent dépasser l'ordre de grandeur du Hertz par seconde pour un incident affectant la tranche la plus puissante [140]. Le recours au délestage est donc fréquent : en général plusieurs dizaines de fois par an [140].

En zone insulaire, le temps d'activation de la réserve correspond au temps d'établissement à 5 % de la puissance active attendue compte tenu de la fréquence finale et du statisme du groupe ; il doit être inférieur à 15 secondes. Tout groupe de production raccordé au réseau HTB, ainsi que les moyens de production raccordés au réseau de distribution et dont la puissance maximale est supérieure à 100 kVA doivent participer au réglage primaire, exception faite des énergies fatales¹²[146, 84]. Chacun de ces groupes doit disposer d'une capacité constructive de régulation primaire supérieure à 20 % de sa puissance active nominale, dans les limites de sa puissance maximale, et d'un régulateur de vitesse. Dans le cas insulaire, les groupes de production sont sollicités sur de larges domaines de fréquence. Ainsi, leur conception devrait reposer sur un design plus robuste que s'ils sont intégrés sur le réseau ENTSO-E (Figure 3.4). En effet, en régime normal, la plaque de fréquence est fixée entre

11. A titre d'exemple, en période de creux de charge, la puissance totale appelée sur le réseau européen est de 150 000 MW, une perte des deux plus gros groupes de production, soit 3 000 MW, représente ainsi une perte de puissance équivalente à 2 % de la puissance appelée [144]. Dans un système insulaire, la puissance unitaire du plus gros groupe est relativement importante par rapport à la puissance appelée. La centrale hydraulique *Rivière de l'Est* de l'île de la Réunion a une capacité de 80 MW, soit près de 20 % de la puissance de pointe (410 MW pour une journée type d'été austral en 2010) et près de 35 % de la puissance de creux de charge (235 MW pour une journée type d'été austral) ; la centrale à charbon située sur le site *Le Gol* a une capacité de 52,5 MW, ce qui représente plus de 10 % de la puissance de pointe et 22 % de la puissance de creux de charge.

12. Eolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau.

49,5 Hz et 50,5 Hz. En régime exceptionnel¹³, la plage de fréquence s'étend de 47 Hz à 52 Hz [147].

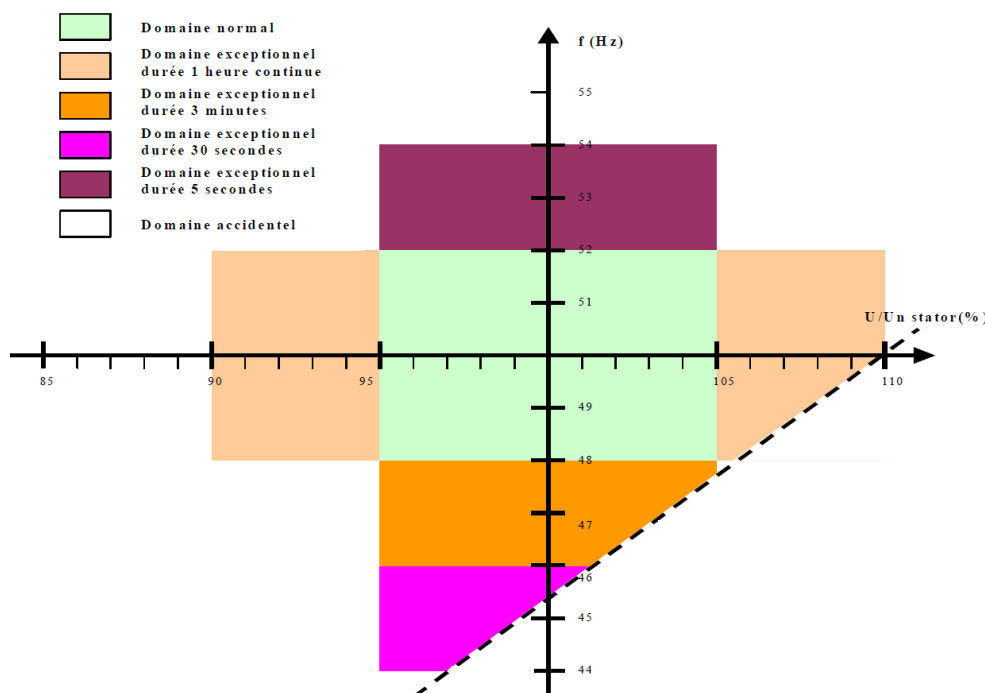


Figure 3.4. Domaines de fonctionnement des groupes de production en fréquence et en tension en zones insulaires sur le réseau HTB ([146]).

Les systèmes électriques insulaires comportent une part importante de moyens de production de source renouvelable. Les éoliennes contribuent peu¹⁴ (voire pas du tout) au réglage en fréquence, les panneaux photovoltaïques, aucunement. Ainsi, l'activité issue des moyens renouvelables intermittents est limitée à 30 % de la production totale instantanée. La législation française autorise le gestionnaire du réseau (EDF¹⁵) à déconnecter certains moyens si cette limite est dépassée.

Dans les systèmes insulaires, tout groupe de production raccordé au réseau HTB doit également participer au réglage secondaire de façon à rétablir la fréquence à sa valeur de référence. Ce réglage agit, comme sur le réseau ENTSO-E, de façon centralisée mais contrairement à ce dernier où le réglage s'effectue de façon automatique, le réglage secondaire dans les systèmes insulaires est manuel. L'opérateur de l'installation, sur demande du gestionnaire de réseau, agira sur la consigne de puissance du groupe. Les durées maximum de prise de charge pour atteindre la puissance maximale de l'installation varient d'un groupe à un autre :

13. EDF privilégie le maintien de la tension, au détriment de la fréquence qui peut ainsi varier dans une plage plus importante. Le maintien du plan de tension permet de garder le synchronisme même si la fréquence fluctue. Dans le cas contraire, le risque de perdre un groupe (angle interne $> \pi/2$) augmente ce qui fragiliserait encore plus le système.

14. Les éoliennes sont généralement équipées d'électronique de puissance qui les découplent du réseau [148]. De plus, lorsque la fréquence diminue, ces relais les déconnectent du réseau, ce qui peut conduire à un déséquilibre encore plus important. Cependant, différents moyens sont à l'étude pour faire participer les énergies intermittentes à la fiabilité du réseau [149, 150].

15. Sur l'île de la Réunion, le gestionnaire de réseau est spécifiquement EDF, à la différence de la métropole.

les installations diesel ont une durée comprise entre 10 (rapide) et 30 minutes (normale) alors que les turbines à combustion (TAC) ont une durée de 2 ou 5 minutes quant aux thermiques à flamme, elles sont bien plus lentes puisque les durées sont comprises entre 45 et 120 minutes.

Enfin, le délai de mobilisation de la réserve tertiaire en zone insulaire est de 15 minutes et fait généralement appel à des TAC. Ces centrales ont des domaines de fonctionnement en tension et en fréquence plus élevés. Toute installation raccordée au réseau HTB doit participer au réglage tertiaire.

3.3 Implémentation de l'indicateur dans le générateur de modèle TIMES

L'indicateur de réserve cinétique défini à l'équation 3.6 constitue une condition nécessaire de la conservation du niveau de fiabilité actuel du système électrique¹⁶. L'expression choisie de l'indicateur de réserve cinétique représente le temps pendant lequel l'énergie cinétique contenue dans le système pourrait combler la perte (l'augmentation) de 20 % de la production (la consommation). Le dénominateur de cet indicateur représente le phénomène dimensionnant les réserves primaires du système électrique réunionnais. A l'île de la Réunion, la réserve primaire est variable selon le plan de production. Si nous voulions implémenter cet indicateur dans le modèle TIMES-Réunion, la connaissance du plus gros groupe à chaque instant nous conduirait à rendre le problème non-linéaire en recherchant pour chaque tranche horaire et période évaluée la plus grande capacité. Nous avons donc opté pour un dénominateur prenant en compte une fraction de la puissance connectée ou fraction de la demande, représentative de la réserve primaire constituée chez chaque groupe de production. En effet, les groupes de production dans les systèmes insulaires doivent disposer d'une capacité de régulation primaire supérieure ou égale à 20 % de leur puissance nominale, dans les limites de leur puissance maximale. Cette puissance maximale correspond à un fonctionnement normal.

L'indicateur de fiabilité $H'_{cin,système}$ est donc défini comme étant :

$$H'_{cin,système}(t) = \frac{\sum_{p \in connect} (H_{cin,p} \cdot S_{n,p})}{0,2 \cdot \left(\sum_{p \in connect} S_{mean,p}(t) \right)} = \frac{\sum_{p \in connect} (H_{cin,p} \cdot CAP_p / PF_p)}{0,2 \cdot \left(\sum_{p \in connect} P_{mean,p}(t) / PF_p \right)} \quad (3.11)$$

où $H_{cin,p}$ est la constante d'inertie, PF_p le facteur de puissance associé au *process* p , $P_{mean,p}$ représente la puissance appelée et CAP_p la puissance installée du *process* p . On somme uniquement les contributions à la réserve cinétique des groupes de production connectés au système électrique au temps t .

16. Pour rappel, si le stock d'énergie cinétique est insuffisant, les excursions de fréquence suite à un déséquilibre peuvent s'avérer trop importantes et le système risque de s'écrouler avant même le déclenchement du réglage primaire.

Pour implémenter cet indicateur dans le générateur de modèle TIMES, on définit :

- des nouveaux ensembles afin de pouvoir faire appel à certaines catégories de *process* ;
- des nouvelles variables permettant de connaître les *process* qui sont « connectés », c'est-à-dire en activité, pour pouvoir évaluer l'ensemble *connect* utilisé dans l'équation 3.11 mais également la puissance appelée des différents *process* ($P_{mean,p}$)¹⁷ ;
- des nouvelles équations permettant notamment de contraindre l'indicateur $H'_{cin,système}$ à respecter un seuil inférieur de réserve cinétique pour chacune des tranches horaires et périodes de l'horizon de temps évalué.

3.3.1 Nouveaux ensembles

Pour implémenter de nouvelles équations de contraintes liées à l'indicateur de fiabilité $H'_{cin,système}$, de nouvelles variables, de nouveaux ensembles et paramètres ont été créés. Ceux-ci ont été déclarés dans de nouveaux fichiers sources TIMES propres au problème de fiabilité (correspondant à la modélisation du problème de façon générique). La création des nouveaux ensembles et des nouveaux paramètres a été effectuée dans les fichiers de données TIMES¹⁸.

Les ensembles usuels de la nomenclature TIMES ont également été utilisés, qui sont pour rappel :

- **R** : Régions,
- **T** : Périodes,
- **V** : Vintage (période d'installation du *process* p),
- **S** : Timeslices (Tranches horaires),
- **P** : *Process* (Technologies),
- **U** : Unités (Discrétisation des capacités d'un *process* p), chaque unité est associée à une valeur de capacité (par exemple 0, 10, 20... 80)¹⁹. Seule une unité d'un *process* peut être installée sur l'ensemble des périodes.

De nouveaux ensembles ont été définis pour pouvoir distinguer les *process* discrétisés et/ou définis comme intermittents. En effet, le modèle TIMES-Réunion est lié à la résolution d'un problème mixte : des variables entières sont utilisées pour définir des valeurs discrètes d'investissements et donc de capacité installée²⁰. Cette discrétisation des technologies permet

17. Seule l'activité, en termes énergétiques, est définie dans le générateur de modèles TIMES pour l'ensemble des tranches horaires et périodes.

18. L'utilisateur peut choisir de faire appel aux nouveaux fichiers source associés au problème de fiabilité, ayant une extension (.fia), en déclarant l'extension des fichiers .FIA dans le fichier de résolution du problème (Fichier RUN). Pour tenir compte des paramètres nécessaires à la résolution du problème de fiabilité, les fichiers de données générés par VEDA-FE (Gams.WrkTIMES) ont été modifiés (le logiciel commercial VEDA-FE n'a pas pu être « upgradé » pour cette nouvelle option).

19. Par exemple, unité 0 = 0 MW, unité 1 = 10 MW, unité 2 = 20 MW, ..., unité 8 = 80 MW.

20. Pour de nouvelles technologies de centrale à charbon, on autorise le modèle à investir dans des groupes ayant une capacité de 20, 25, 30... 80 MW. À chaque période, le modèle pourra donc investir uniquement dans une seule unité de chaque *process*. Il a donc été nécessaire de spécifier plusieurs technologies identiques pour autoriser de multiples investissements à la même période. La redondance de ces *process* permet par exemple au modèle d'investir si nécessaire dans deux centrales identiques de capacités de 20 MW plutôt que dans une seule de 40 MW. Dans le cas d'une résolution linéaire, il est seulement possible de fixer une borne supérieure de capacité installée pour une nouvelle technologie, le modèle étant libre dans sa résolution d'avoir des capacités installées continues, par exemple de 3,1415926535 MW.

d'attribuer pour chaque capacité installée les paramètres de facteur de puissance (PF_p) et de constante d'inertie ($H_{cin,p}$) nécessaires au calcul de l'indicateur de fiabilité ($H'_{cin,système}$). Les nouveaux ensembles définis sont :

- **EXIS(r,p)** : ensemble des *process* existants non intermittents (non discrets),
- **INTEXIS(r,p)** : ensemble des *process* existants intermittents (non discrets),
- **INTNODSC(r,p)** : ensemble des nouveaux *process* intermittents sans discrétisation,
- **INTDSC(r,p)** : ensemble des nouveaux *process* intermittents avec discrétisation,
- **DSC(r,p)** : ensemble des nouveaux *process* non intermittents avec discrétisation,
- **DSCNCAP(r,p)** : ensemble des nouveaux *process* avec discrétisation
($INTDSC(r,p) \cup DSC(r,p)$).

Deux types de nouvelles variables ont été déclarés : des variables binaires (0/1) permettant d'évaluer l'ensemble des capacités connectées et des variables positives permettant notamment de connaître les puissances apparentes appelées.

Dans la nomenclature TIMES, et par conséquent dans les fichiers source existants, une variable binaire associée au problème discret est déjà définie : **DNCAP(r,t,p,u)**²¹. Cette variable correspond aux nouvelles capacités installées de l'unité $u \in UNIT$, du *process* $p \in DSCNCAP(r,p)$. Elle identifie quelle unité u du *process* p est installée, l'unité « 0 » correspondant à une capacité nulle. Ainsi, pour chaque *process* p , la variable **DNCAP** prend une valeur unitaire pour une et une seule unité associée à une capacité prédéfinie par l'utilisateur.

3.3.2 Définition de l'ensemble *connect*

De nouvelles variables binaires liées à l'activité ont été définies dans le but d'évaluer les capacités connectées (**DACTDSC** et **DACTNODSC**) correspondant à l'ensemble *connect* utilisé dans la définition de $H'_{cin,système}(t)$ (Equation 3.11). Elles prennent une valeur unitaire si le *process* est en activité (si la variable d'activité **ACT** est strictement positive) et une valeur nulle sinon :

$$\begin{aligned} \text{Si } ACT > 0, \text{ DACT}(NODSC \text{ ou } DSC) &= 1, \\ \text{Si } ACT = 0, \text{ DACT}(NODSC \text{ ou } DSC) &= 0. \end{aligned}$$

L'une (**DACTNODSC**) est associée au cas particulier des *process* existants et aux nouveaux *process* non-discrets, l'autre (**DACTDSC**) est associée aux *process* discrétisés par unité. Contrairement à la variable **DNCAP** qui prend toujours une valeur unitaire pour une des unités du *process* p , les variables **DACT** sont définies sur l'ensemble $u \in UNIT \neq 0$ et peuvent donc prendre une valeur nulle :

²¹. Pour garder une cohésion avec le problème discret, les noms des nouvelles variables binaires commenceront également par **D**.

- **DACTNODSC**($\mathbf{r}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{s}$) est une variable binaire qui définit si le *process* $p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p)$ est en activité ou non durant la tranche horaire s de la période t ;
- **DACTDSC**($\mathbf{r}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{u}, \mathbf{s}$) est une variable binaire qui définit si l'unité $u \in UNIT \neq 0$ du *process* $p \in DSCNCAP(r, p)$ est en activité ou non durant la tranche horaire s de la période t .

Pour pouvoir calculer de façon linéaire la variable binaire *DACT*, deux (ou trois) équations sont nécessaires : l'une appelée *ON* et l'autre (les autres) *OFF*.²²

Pour les *process* non discrets, les nouvelles équations de contraintes sont *ON_DACTNODSC* et *OFF_DACTNODSC*. Lorsque le *process* a une activité non-nulle, la variable binaire *DACTNODSC* vaut 1, ce qui se traduit dans l'équation *ON_DACTNODSC* par :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p),$$

$$\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s) \leq DACTNODSC(r, t, p, s) \cdot 10^6 \quad (3.12)$$

Lorsque l'activité du *process* est nulle, la variable binaire *DACTNODSC* est nulle, ce qui est exprimé dans l'équation *OFF_DACTNODSC* par :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p),$$

$$\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s) \geq DACTNODSC(r, t, p, s) \quad (3.13)$$

Pour les *process* discrets, les nouvelles équations de contraintes sont *ON_DACTDSC*, *OFF1_DACTDSC* et *OFF2_DACTDSC*. Lorsque le *process* a une activité non-nulle, la variable binaire *DACTDSC* vaut 1, ce qui correspond à l'équation *ON_DACTDSC* :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in DSCNCAP(R, P),$$

$$\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s) \leq \sum_{u \in UNIT \neq 0} DACTDSC(r, t, p, s, u) \cdot 10^6 \quad (3.14)$$

Lorsque l'activité du *process* est nulle, la variable binaire *DACTDSC* est nulle, ce qui se traduit dans l'équation *OFF1_DACTDSC* par :

²². Les équations utilisées tiennent compte du fait que le domaine physique d'activité est empiriquement supérieur à 1 et inférieur à 10^6 pour l'île de la Réunion.

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in DSCNCAP(R, P),$$

$$\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s) \geq \sum_{u \in UNIT \neq 0} DACTDSC(r, t, p, s, u) \quad (3.15)$$

Les deux équations précédentes permettent de savoir si le *process* p est connecté ou non, mais l'affectation ne se fait pas spécialement à la bonne unité u . En effet, la variable d'activité, ACT , est définie pour chaque *process* mais indépendamment des unités. On cherche donc à associer la variable $DACTDSC$ à la bonne unité car les paramètres $H_{cin,p}$ et PF_p sont liés à la capacité unitaire installée et donc à l'unité du *process* p (voir paragraphes suivants). Comme la variable de capacité n'est pas accessible pour tous les *process* dans TIMES, une nouvelle variable **CAPDSC** est définie, correspondant à la somme sur l'ensemble des périodes d'installation (INSTDISC) de l'unité u du *process* p de la variable binaire $DNCAP$ (nouvelle capacité installée), suivant l'équation 3.16.²³ Cette variable nous permet donc de savoir si une unité u du *process* p a été installée durant l'horizon de temps évalué.

$$\forall r \in R, u \in UNIT \neq 0, p \in DSCNCAP(R, P),$$

$$CAPDSC(r, p, u) = \sum_{t \in INSTDISC} DNCAP(r, t, p, u) \quad (3.16)$$

Ce qui nous permet d'écrire une nouvelle équation de contrainte, pour que la variable $DACTDSC$ soit assignée à la bonne unité du *process*, l'équation **OFF2_DACTDSC**²⁴ :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, u \in UNIT \neq 0, P \in DSCNCAP(R, P),$$

$$DACDSCT(r, t, p, u, s) \leq CAPDSC(r, p, u) \quad (3.17)$$

A l'aide de ces 5 équations, les variables $DACT$ ($NODSC$ et DSC) prennent donc la valeur 1 lorsque le *process* p (et l'unité u) est en activité et sinon une valeur nulle. Cette variable permet donc de déterminer l'ensemble *connect*, reprenant tous les *process* dont la variable $DACT$ est non-nulle.

23. Les durées de vie des groupes de production disponibles dans le modèle TIMES-Réunion excèdent l'horizon de temps évalué. Il n'est donc pas nécessaire de prendre en compte une dimension supplémentaire correspondant à la période pour cette variable CAPDSC.

24. Seule une unité du *process* p peut être installée par période, ces trois équations sont donc suffisantes pour assigner la variable $DACTDSC$ à la bonne unité u du *process* p .

3.3.3 Capacité appelée

Pour déterminer l'indicateur $H'_{cin,système}(t)$, il est nécessaire de connaître également la capacité appelée de chaque *process* pour chaque tranche horaire ($(P_{mean,p})$). Une nouvelle variable positive, directement liée à la variable d'activité du *process* est définie : **CAPAP**. A nouveau, on définit deux variables positives, distinctes, l'une associée aux *process* non discrets (**CAPAPNODSC**) et l'autre associée aux *process* discrets (**CAPAPDSC**).

- **CAPAPNODSC**($\mathbf{r}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{s}$) est la capacité appelée du *process* $p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p)$ pour la timeslice s de la période t ,
- **CAPAPDSC**($\mathbf{r}, \mathbf{t}, \mathbf{p}, \mathbf{u}, \mathbf{s}$) est la capacité appelée de l'unité $u \in UNIT$ du *process* $p \in INTDSC(r, p) \cup DSC(r, p)$ pour la timeslice s de la période t .

Elles correspondent au rapport entre l'activité du *process* et le produit du paramètre *capunit* et de la fraction de la tranche horaire sur l'année, *fr* (voir section 1.4). Le paramètre *capunit* correspond à la conversion d'unité de capacité (MW) en unité d'énergie (TJ) : $31,536 (8760 \times 3,6/10^3)$. L'équation suivante définit la valeur de la variable positive *CAPAPNODSC* pour les *process* non discrets²⁵ :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p),$$

$$CAPAPNODSC(r, t, p, s) = \frac{\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s)}{capunit(r, p) \cdot fr(r, s)} \quad (3.18)$$

Aucune contrainte de puissance minimum n'est indiquée dans les équations originales de TIMES. Le modèle peut donc choisir d'utiliser certaines centrales à des seuils de puissance bien inférieurs à leur capacité nominale (par exemple, 5 %), ce qui est irréaliste²⁶. Lorsque le modèle est contraint par une borne inférieure pour la réserve cinétique, comme aucun coût de démarrage n'est spécifié dans le modèle, il lui est possible de faire participer à l'activité totale un nombre important de centrales de production, afin d'augmenter l'énergie cinétique totale du système.²⁷ Il est donc nécessaire de spécifier de nouvelles équations afin de représenter des scénarios plausibles quant au plan de production évalué par le modèle. La prochaine équation (3.19) impose au modèle d'utiliser les centrales appelées au minimum à 40 % de leur capacité installée²⁸. Elle concerne l'ensemble des procédés non discrets installés où le

25. Pour rappel, le paramètre *fr* correspond à la durée de la tranche horaire s .

26. Les centrales au charbon par exemple ne peuvent, pour des raisons techniques, jamais fonctionner en deça de 40 % de leur puissance nominale [151]. De manière générale, les alternateurs des machines tournantes sont dimensionnés pour fonctionner dans une plage de puissance bien définie et ne peuvent pas prendre toutes les valeurs entre 0 et P_{max} .

27. Pour rappel, l'énergie cinétique totale du système est la somme des énergies cinétiques des machines tournantes connectées, qui sont elles-mêmes fonction de leur puissance apparente nominale et de leur constante d'inertie et donc indépendantes de la puissance appelée.

28. Afin de correspondre aux puissances minimales des centrales de production thermique, le seuil de 40 % a été choisi puisque l'île de la Réunion possède actuellement un mix de production électrique reposant fortement sur le charbon. Ces centrales devraient évoluer pour ne plus brûler de ressources fossiles mais recourir à la bagasse et avoir ainsi les mêmes contraintes techniques.

paramètre $resid(rt, p)$ correspond à la puissance installée du *process* existant p .

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in EXIS(r, p) \cup INTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p),$$

$$CAPAPNODSC(r, t, p, s) \geq 0, 4 \cdot DACTNODSC(r, t, p, s) \cdot resid(r, t, p) \quad (3.19)$$

Quant aux *process* discrets, l'équation suivante définit la valeur de la variable positive $CAPAPDSC$ pour ceux-ci :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in INTDSC(r, p) \cup DSC(r, p),$$

$$\sum_{u \in UNIT} CAPAPDSC(r, t, p, u, s) = \frac{\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s)}{capunit(r, p) \cdot fr(r, s)} \quad (3.20)$$

Cependant, avec cette équation, la variable $CAPAPDSC$ est assignée aux bons *process* mais pas spécialement aux bonnes unités. Ainsi, deux équations supplémentaires ont été ajoutées. La première, l'équation 3.21 permet de lier la variable $CAPAPDSC$ à la variable $DACTDSC$ qui, elle, est déjà associée à la bonne unité. Si la variable $DACT$ est non-nulle, la variable $CAPAPDSC$ associée à ce *process* doit être strictement positive. On impose à nouveau que la capacité appelée soit supérieure à 40 % de la capacité nominale. Un paramètre supplémentaire décrivant la capacité installée disponible des différentes unités pour chaque *process* a également été défini ($capdisctot(r, p, u)$). Bien qu'il existe un paramètre presque similaire dans la nomenclature TIMES, $ncapdisc$, ce dernier dépend des différentes périodes. Pour les équations de contraintes liées à ce paramètre, il est plus aisé d'avoir une indépendance du paramètre vis-à-vis de l'ensemble des périodes. Le paramètre $capdisctot(r, p, u)$ correspond à la capacité de l'unité $u \in UNIT$ du *process* $p \in DSCNCAP(r, p)$.

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, u \in UNIT \neq 0, p \in INTDSC(r, p) \cup DSC(r, p),$$

$$CAPAPDSC(r, t, p, u, s) \geq DACTDSC(r, t, p, u, s) \cdot 0, 4 \cdot capdisctot(r, p, u) \quad (3.21)$$

L'équation précédente n'est pas suffisante pour associer la variable $CAPAPDSC$ à la bonne unité. En effet, si la variable $DACTDSC$ est toujours nulle, la variable $CAPAPDSC$ peut être positive. Ainsi, on ajoute l'équation supplémentaire :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, u \in UNIT \neq 0, p \in INTDSC(r, p) \cup DSC(r, p),$$

$$CAPAPDSC(r, t, p, u, s) \leq DACT(r, t, p, u, s) \cdot 10^6 \quad (3.22)$$

3.3.4 Indicateur de fiabilité $H'_{cin, système}(t)$

Pour rendre le problème linéaire, les expressions du numérateur et du dénominateur de l'indicateur cinétique ont été séparées en deux variables distinctes :

- **FIANUM(r,t,s)** est une variable correspondant à l'expression du numérateur de l'indicateur cinétique de fiabilité (Equation 3.11) ;
- **FIADEN(r,t,s)** est une variable correspondant à l'expression du dénominateur de l'indicateur cinétique de fiabilité (Equation 3.11).

En ayant une variable associée au numérateur et une autre associée au dénominateur, une contrainte linéaire de borne supérieure peut ainsi être appliquée sur l'indicateur cinétique de fiabilité (voir Equation 3.25).

De nouveaux paramètres associés au facteur de puissance et au moment d'inertie des différentes unités ou *process* ont également été définis pour pouvoir calculer les variables de numérateur et de dénominateur de l'indicateur. Ces nouveaux paramètres sont donc :

- **PFNODSC(r,p)**, le facteur de puissance ($\cos \phi$) du *process* $p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p)$,
- **HNODSC(r,p)**, la constante d'inertie du *process* $p \in EXIS(r, p) \cup INTTEXIS(r, p) \cup INTNODSC(r, p)$,
- **PF(r,p,u)**, le facteur de puissance ($\cos \phi$) du *process* $p \in DSCNCAP(r, p)$ et
- **HDSC(r,p,u)**, la constante d'inertie du *process* $p \in DSCNCAP(r, p)$.

A l'aide des nouvelles variables (*DACT* et *CAPAP*) et de ces nouveaux paramètres, il est maintenant possible de calculer les deux nouvelles variables *FIANUM* et *FIADEN*.

Bien que la contribution des centrales de production intermittente à la réserve cinétique soit actuellement considérée comme nulle dans le modèle, les variables ont néanmoins été spécifiées au numérateur dans l'idée de faire évoluer le modèle au regard des perspectives envisagées pour ces énergies [148, 149, 150]. Toutefois, pour les capacités intermittentes, le numérateur prend en compte la capacité appelée et non la capacité installée :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S,$$

$$\begin{aligned}
 FIANUM(r, t, s) = & \\
 & \sum_{p \in EXIS(r,p)} \left(\frac{DACTNODSC(r, t, p, s) HNODSC(r, p) PRC_{RESID}(r, t, p)}{PFNODSC(r, p)} \right) \\
 & + \sum_{p \in INTEXIS(r,p) \cup INTNODSC(r,p)} \left(\frac{CAPAPNODSC(r, t, p, s) HNODSC(r, p)}{PFNODSC(r, p)} \right) \\
 & + \sum_{p \in INTDSC(r,p)} \sum_{u \in UNIT \neq 0} \left(\frac{CAPAPDSC(r, t, p, u, s) HDSC(r, p, u)}{PF(r, p, u)} \right) \\
 & + \sum_{p \in DSC(r,p)} \sum_{u \in UNIT \neq 0} \left(\frac{DACT(r, t, p, u, s) HDSC(r, p, u) CAPDISCTOT(r, t, p, u)}{PF(r, p, u)} \right)
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

Le dénominateur s'exprime suivant l'équation :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S,$$

$$\begin{aligned}
 FIADEN(r, t, s) = & \\
 & 0.2 \left(\sum_{p \in EXIS(r,p) \cup INTEXIS(r,p) \cup INTNODSC(r,p)} (CAPAPNODSC(r, t, p, s)) \right) \\
 & + \sum_{p \in INTDSC(r,p) \cup DSC(r,p)} \sum_{u \in UNIT \neq 0} (CAPAPDSC(r, t, p, u, s))
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

La contrainte de borne inférieure pour l'indicateur $H'_{cin, système}(t)$ s'écrit donc :

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S,$$

$$FIANUM(r, t, s) \geq Val_{critique} \cdot FIADEN(r, t, s) \tag{3.25}$$

où $Val_{critique}$ est un paramètre déterminé par l'utilisateur. Nous avons fait le choix de prendre la valeur minimum observée sur l'ensemble des tranches horaires de l'année 2010, en émettant l'hypothèse que le système électrique réunionnais est suffisamment stable actuellement.

Cette contrainte supplémentaire nous permet de poser une condition nécessaire à la fiabilité du futur système électrique réunionnais au regard de la réserve cinétique. L'indicateur

étant inversement proportionnel au gradient de fréquence : plus l'indicateur est élevé, plus la chute de fréquence sera faible. La probabilité de recourir au délestage en cas d'aléa sera donc amoindrie. Une alternative au délestage investiguée de manière très sérieuse dans le territoire insulaire aujourd'hui est le stockage.

3.4 Contribution des moyens de stockage distribués comme *soutien dynamique* au système électrique

Différentes fonctions peuvent être attribuées au stockage (lissage de pointe, contribution au réglage de la fréquence et/ou de la tension, report de consommation, etc.) [140, 104, 152]. Certaines installations de stockage centralisé comme l'hydraulique gravitaire et, de façon beaucoup plus marginale, le stockage à air comprimé participent déjà aux trois niveaux de réglage de fréquence. Le stockage distribué est aujourd'hui envisagé pour contribuer au réglage primaire de fréquence en raison de son faible temps de réponse. Cependant, G. Delille a noté que dans les zones insulaires, le stockage pourrait également constituer un « soutien dynamique » au système permettant d'amoindrir les chutes de fréquence. Les technologies de stockage qui pourraient être déployées à l'île de la Réunion contribueraient ainsi à améliorer la fiabilité du système électrique. Il est donc intéressant de les intégrer au modèle développé et d'évaluer dans quelle mesure elles peuvent contribuer aux indicateurs de fiabilité présentés dans ce chapitre. Nous évaluerons donc uniquement dans quelle mesure le stockage pourrait contribuer à une pénétration plus importante d'énergies renouvelables intermittentes.

3.4.1 Le stockage décentralisé pour éviter les délestages dans les zones insulaires

Comme spécifié à la section 3.3.4, le creux du transitoire de la fréquence dépend notamment de la quantité d'énergie cinétique stockée dans le système mais également de la dynamique de libération des différents groupes de production participant au réglage primaire. Dans son travail de thèse, G. Delille a noté que la perte d'un groupe de production pouvait mener à trois types d'incidents sur l'île de la Guadeloupe :

1. Lorsque la réserve primaire est supérieure à la perte de puissance due à la déconnexion d'un groupe et qu'aucun délestage n'est observé. Ce type d'incident représentait 62 % des incidents observés entre 2006 et 2008.
2. Lorsque la réserve primaire est inférieure à la perte de puissance et qu'un délestage est donc nécessaire pour empêcher l'effondrement du système. 19 % des incidents observés correspondaient à ce cas de figure sur la période 2006-2008.
3. Lorsque la réserve primaire est supérieure à la perte de puissance mais que sa mobilisation n'est pas assez rapide, le recours au délestage est néanmoins nécessaire (le délai de mobilisation de la réserve primaire est trop important). Ce dernier type d'incident a constitué 19 % des cas entre 2006 et 2008.

3.4 Contribution des moyens de stockage distribués comme *soutien dynamique* au système électrique

Lorsque l'énergie cinétique stockée dans le système ne permet pas de pallier le déséquilibre observé jusqu'à ce que le réglage primaire puisse intervenir, il est nécessaire de recourir au délestage, c'est ce qui s'observe dans le troisième cas de figure. Dans le contexte des zones insulaires où l'énergie cinétique est limitée et pourrait s'amoinrir avec une forte pénétration d'énergie renouvelables intermittentes²⁹, envisager le stockage comme un soutien dynamique constitue une alternative des plus intéressantes. La figure 3.5 issue de la thèse de G. Delille explicite le principe de soutien dynamique du stockage au système électrique. Le stockage distribué, du fait de son faible temps de réponse, pourrait donc constituer une alternative aux machines tournantes qui contribuent à la réserve cinétique.

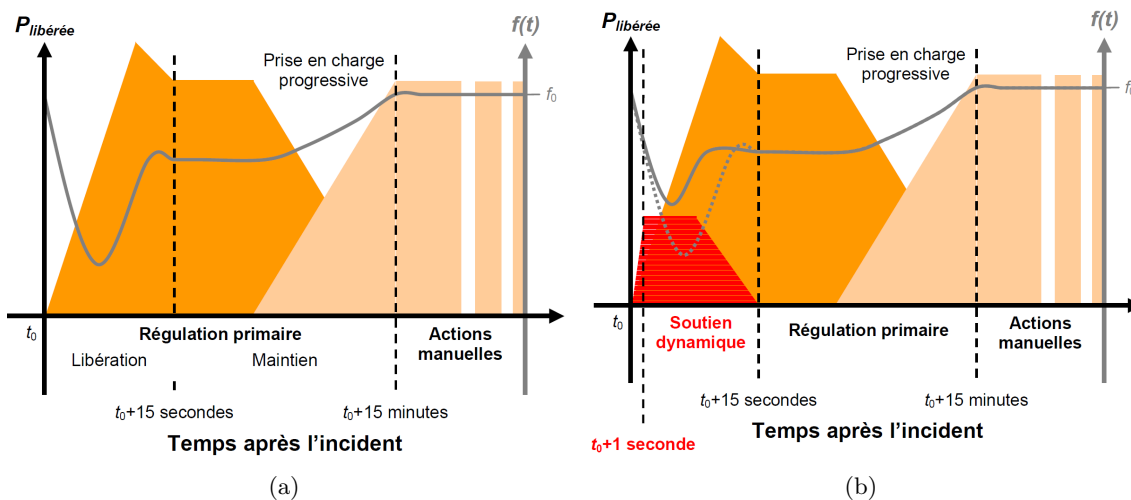


Figure 3.5. Principe du soutien dynamique du stockage distribué au système électrique [140]. La figure (a) montre la variation de la fréquence et la prise en charge des réglages de fréquence actuellement disponibles dans les réseaux insulaires. La figure (b) montre le potentiel du stockage distribué comme un soutien dynamique pouvant agir avant le réglage primaire.

La figure 3.5-(a) représente la variation de fréquence suite à la perte d'un moyen de production. Cette perte de puissance est suivie d'une chute de fréquence due à l'épuisement de l'énergie cinétique stockée dans les moyens de production. Plus l'énergie cinétique sera faible, plus la chute de fréquence pourra être importante. L'ensemble du réglage primaire doit être opérationnel 15 secondes après le déséquilibre. Lorsque la fréquence atteint une valeur limite, le gestionnaire de réseau a recours au délestage. Pour limiter le creux de fréquence, G. Delille suggère de faire appel au stockage distribué, en tirant parti de la libération rapide de puissance permise par ces technologies. Le stockage pourrait donc intervenir 1 seconde après l'incident et permettrait comme le montre la figure 3.5-(b) de réduire le creux de fréquence et de limiter ainsi le recours au délestage.

Le temps de réponse du stockage (1 seconde) est négligeable devant le temps d'établissement du réglage primaire. Le stockage pourrait donc participer au même titre que la réserve cinétique à l'indicateur de fiabilité évalué dans la section 3.3. Toutefois, tous les moyens de

²⁹. Ces moyens de production sont actuellement désolidarisés du système électrique en étant connectés *via* de l'électronique de puissance.

stockage ne connaissent pas une dynamique aussi rapide. Il est donc nécessaire de caractériser les différents moyens de stockage en fonction de leur contribution potentielle à cet indicateur.

3.4.2 Moyens de stockage adaptés au « soutien dynamique »

Il existe de nombreux moyens de stockage adaptés à l'une ou l'autre fonctionnalité suivant les caractéristiques qui lui sont propres (qualité et sécurité d'alimentation, écrêtage de la pointe, effacement, services systèmes, etc.). Cependant la majorité des technologies sont encore au stade de la R&D ou sont seulement en phase de pré-commercialisation. La figure 3.6 reprend les différents niveaux de maturité de plusieurs technologies de stockage. Seules les STEP et le stockage d'énergie par air comprimé (CAES) sont aujourd'hui développés pour des applications à grande échelle au sein du système électrique³⁰. Mais au vu de l'intérêt prononcé pour le stockage et de l'étendue des fonctionnalités qui pourraient lui être assimilées, leur développement et leur déploiement dans les réseaux de demain devraient s'accélérer.

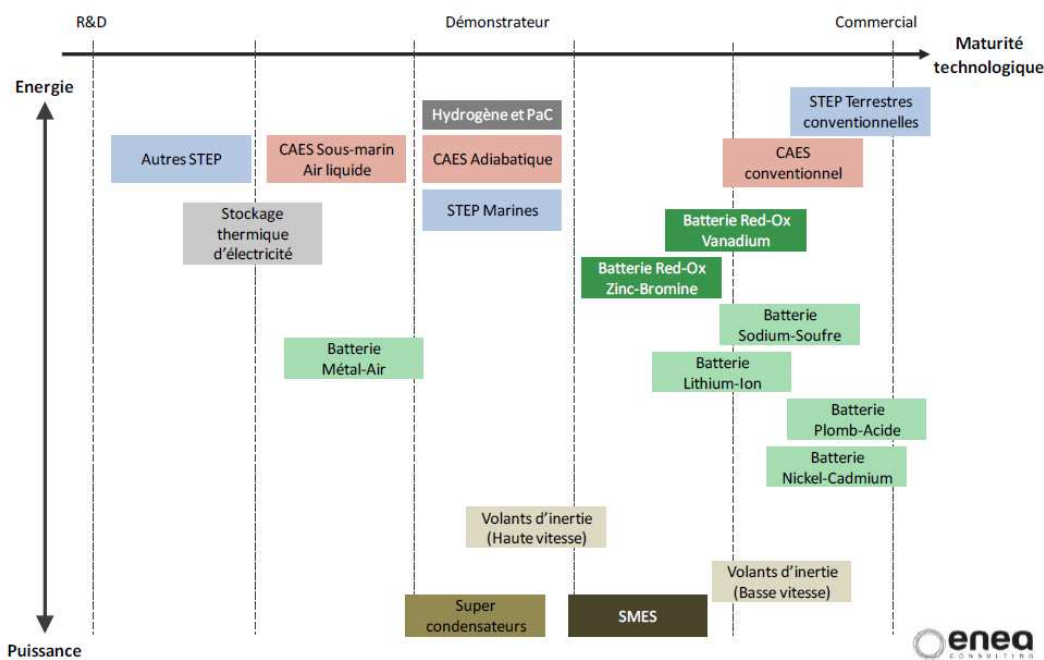


Figure 4 : Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité

Typologie des moyens de stockage d'électricité










 Stockage gravitaire	 Stockage chimique	 Stockage inertielle
 Stockage à air comprimé	 Stockage électrochimique	 Stockage électrostatique
 Stockage thermique	 Stockage électrochimique à circulation	 Stockage électromagnétique

Figure 3.6. Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité [152].

30. Les batteries Li-ion sont fortement développées pour des applications mobiles et sont les meilleures candidates, à l'heure actuelle, pour les véhicules électriques. Les batteries au plomb sont également omniprésentes sur les marchés.

3.4 Contribution des moyens de stockage distribués comme *soutien dynamique* au système électrique

Chaque filière possède ses avantages et ses inconvénients en fonction des paramètres déterminants auxquels sont associées ses technologies. Les principaux paramètres caractérisant une technologie de stockage sont les suivants :

- **la capacité énergétique** : la quantité d'énergie que le dispositif de stockage est capable d'emmagasiner et de restituer par la suite ;
- **la puissance** : la quantité d'énergie qui peut être fournie ou reçue par unité de temps par le moyen de stockage ;
- **le rendement** : le rapport entre l'énergie que le stockage peut restituer et l'énergie nécessaire à sa charge et qui fait donc état des pertes dans le cycle du procédé de stockage ;
- **le temps de charge/décharge** : la durée pendant laquelle le stockage emmagasine ou restitue de l'énergie à sa puissance nominale ;
- **le temps de réponse** qui permet de déterminer la réactivité du système : il correspond à la durée nécessaire pour que le moyen de stockage passe d'un état de non utilisation à un état de décharge à sa puissance nominale ;
- **la durée de vie** : le nombre de cycles, d'années ou de quantité d'énergie stockée ou restituée (le paramètre utilisé varie avec la technologie).

L'électricité peut seulement se stocker après avoir été transformée en une autre forme d'énergie (énergie potentielle, mécanique, chimique, magnétique, électrostatique ou thermique). Parmi les différentes technologies de stockage, on retrouve notamment [53, 153, 152] :

- **Les STEP**

Deux réservoirs d'eau sont situés à des altitudes différentes. Lors des périodes de creux de demande d'électricité, l'eau est pompée du réservoir aval au réservoir amont. Lors des périodes de pointe, la centrale génère de l'électricité comme une centrale hydraulique classique à l'aide d'une turbine. Cette technologie mature représente près de 99 % de la capacité de stockage à grande échelle actuellement installée dans le monde [152]. Ce système de stockage est utilisé pour de grandes capacités (de quelques MW à quelques GW) et a l'avantage d'avoir une durée de vie élevée (plus de 40 ans) [153]. Cependant, les installations sont limitées par le nombre de sites appropriés. De nouveaux types de STEP, des STEP marines, sont donc à l'étude. Dans cette configuration, la mer constituerait le réservoir inférieur et le réservoir supérieur serait installé sur la côte³¹.

- **Le stockage par air comprimé, CAES**

Lors des périodes de creux, l'électricité est utilisée pour comprimer de l'air qui est ensuite stocké dans une mine ou une cavité souterraine. Lors des périodes de fortes demandes d'électricité, l'air comprimé est utilisé comme comburant dans une turbine à gaz. Le stockage d'air comprimé permet de retarder son passage dans la chambre de combustion et de décaler l'utilisation du compresseur et de la turbine de la centrale. Le

31. Un projet de STEP marine est actuellement à l'étude pour l'île de la Réunion.

CAES adiabatique, à l'étude, permettrait d'améliorer le rendement en stockant également la chaleur issue de la phase de compression.

- **Les volants d'inertie**

Ce système consiste à stocker de l'électricité sous forme d'énergie cinétique en faisant tourner à très grande vitesse une masse autour d'un axe. Le volant d'inertie est monté sur le même arbre qu'un moteur-générateur. Pendant la phase de charge, la rotation du volant d'inertie est entraînée par le moteur, lui permettant d'atteindre des vitesses de 30 000 - 50 000 tours par minute. Pendant la phase de décharge, l'énergie est récupérée au moyen du générateur en freinant ainsi le volant d'inertie. Pour limiter les pertes, le système est placé dans une enceinte sous vide et les parties tournantes sont guidées par des paliers souvent magnétiques.

- **Les batteries**

Les batteries sont un assemblage d'accumulateurs constitués de deux électrodes (anode et cathode), un électrolyte et une membrane séparatrice. La charge de la batterie consiste en une réaction d'oxydation dans la cathode, libérant des ions positifs dans l'électrolyte. Les ions positifs vont ensuite se recombiner avec les électrons qui ont traversé le circuit extérieur au niveau de la cathode (réaction de réduction). Lorsque la batterie se décharge, c'est la réaction inverse qui a lieu. Il existe différents types de batteries correspondant aux matériaux utilisés pour les électrodes et l'électrolyte : batteries plomb-acide (largement utilisées dans l'industrie automobile), batteries au nickel à électrolyte (utilisées pour les appareils portatifs), batteries Lithium-ion, batteries NaS.

- **Les supercondensateurs**

Cette technologie permet de stocker l'énergie sous forme électrostatique. Le principe de fonctionnement des supercondensateurs est basé sur celui des condensateurs électrolytiques classiques, mais la technologie utilisée pour les supercondensateurs est issue des batteries électrochimiques, offrant des performances supérieures à ces deux technologies. La densité de puissance des supercondensateurs est plus élevée que celle des batteries et la densité énergétique est plus élevée que celle des condensateurs. Ces technologies ont été développées majoritairement pour des applications du secteur du transport.

- **Les batteries à circulation, *Redox-flow***

Ces batteries consistent en un assemblage de cellules et de deux réservoirs d'électrolyte. Les réactifs sont en solution dans un électrolyte différent pour les deux électrodes et sont donc stockés dans deux réservoirs séparés. Ils circulent dans deux demi-cellules séparées par une fine membrane. La réaction à travers la membrane est réversible (charge et décharge). Des pompes permettent d'assurer la circulation d'électrolyte afin de renouveler

chaque réactif à la surface de l'électrode correspondante. La séparation des réactifs de la cellule permet un découplage entre la puissance - fonction du dimensionnement de la cellule - et la capacité énergétique - fonction de la taille des réservoirs - .

- **Le stockage à inductance supraconductrice, *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)***

Ces technologies permettent de stocker l'énergie dans le champ magnétique généré par une bobine constituée d'un fil supraconducteur. L'absence de résistance dans les conducteurs (obtenue grâce à un fonctionnement à très basse température³²) permet au courant de circuler sans perte d'énergie lorsque la bobine est court-circuitée sur elle-même. La circulation du courant dans la bobine génère un champ magnétique : l'électricité est donc stockée sous une forme magnétique et électrique. Cependant, le développement de cette technologie nécessite d'avoir un système de réfrigération performant permettant d'atteindre des températures cryogéniques.

- **Stockage chimique - hydrogène**

L'hydrogène est aujourd'hui majoritairement produit à partir d'énergie fossile (pétrole, gaz naturel et charbon). Le réformage de gaz naturel, généralement du méthane, constitue le procédé de synthèse le plus répandu (49 % de la production mondiale en 2006 [155]) suivi par l'oxydation partielle des huiles lourdes (29 %) et la gazéification du charbon (18 %). Enfin la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ne représente actuellement que 4 % de la production mondiale. Bien que la source (l'eau) soit abondante, ce procédé nécessite un apport d'énergie (électricité) important. En mettant en place l'électrolyse de l'eau en période de creux, l'hydrogène peut être stocké dans un réservoir sous forme gazeuse, liquide ou solide. L'hydrogène est par la suite utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité selon la réaction inverse de l'électrolyse.

- **Stockage thermique**

Il existe différents types de stockage thermique : le stockage par chaleur sensible, le stockage thermochimique couplé à un système solaire thermique, le stockage par changement de phase, etc. Le stockage par chaleur sensible consiste à chauffer un fluide caloporteur à haute température pour le stocker dans une enceinte isolée. Par exemple, les ballons d'eau chaude constituent un moyen de stockage à faible échelle. Il est possible d'appliquer ce principe à une centrale thermodynamique en stockant la chaleur pendant la journée pour la restituer en soirée (période de pointe). Ce dispositif nécessite deux réservoirs de sels fondus et un échangeur de chaleur. Le stockage thermochimique consiste

32. En-dessous de leur température critique, les propriétés électriques et magnétiques de certains matériaux tels le plomb, le mercure ou certains oxydes changent radicalement [154]. Ces matériaux deviennent supraconducteurs : leur résistance électrique devient nulle et ils expulsent les champs magnétiques. Cette température critique varie avec le matériau. Parmi les supraconducteurs les plus utilisés, ces températures sont par exemple de 9 K pour le NbTi (alliage de niobium et titane) ou de 18 K pour le Nb₃Sn (alliage de niobium et étain).

à déshydrater un réactif en période estivale, qui peut être conservé sec pendant plusieurs mois, à l'aide d'un système de solaire thermique couplé à un échangeur eau/air. Le circuit est inversé en période hivernale : en se réhumidifiant, le réactif va dégager de la chaleur grâce à une réaction chimique exothermique. Enfin, le dernier principe de stockage repose sur la possibilité de faire passer un matériau d'un état solide à un état liquide à l'aide d'un apport de chaleur.

La figure 3.7 reprend les différentes technologies de stockage présentées, à l'exception du stockage thermique, suivant leur capacité énergétique et leur puissance de charge/décharge. Les temps de décharge sont également renseignés. Ces caractéristiques permettent de classer les technologies suivant trois grandes familles d'applications : les services systèmes, le support aux réseaux de transport et de distribution et la fourniture d'électricité.

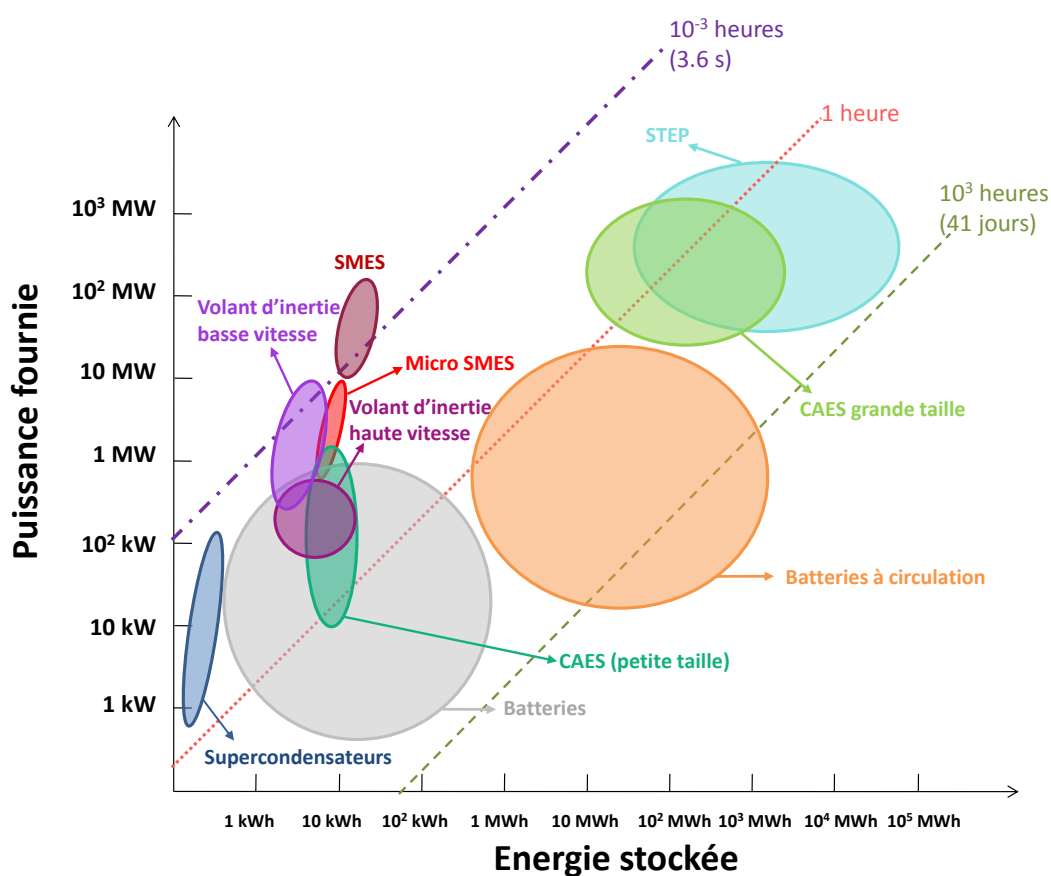


Figure 3.7. Comparaison des technologies de stockage suivant leur capacité énergétique et leur puissance de charge/décharge [156].

D'autres paramètres (coût d'investissement par unité de puissance, coût d'investissement par unité d'énergie stockée, rendement et durée de vie) des technologies de stockage explicitées ci-dessus, à l'exception du stockage thermique, sont repris dans le tableau 3.1. Les grandes variations de coût des technologies de stockage s'expliquent notamment par leur faible degré de maturité, celles-ci étant pour la plupart encore au stade de démonstrateur (Figure 3.6).

3.4 Contribution des moyens de stockage distribués comme *soutien dynamique* au système électrique

	Rendement [%]	Temps de réponse	CAPEX puissance [€/kW]	CAPEX énergie [€/kWh]
STEP	70 - 85	s - min	500 - 1,500	70 - 150
CAES	50	min	400 - 1,200	50- 150
Volants d'inertie	> 90	ms	500 - 2,000	2,000 - 8,000
Super- condensateurs	90 - 95	ms	100 - 500	10,000 - 20,000
NaS	75 - 85	ms	500 - 1,500	150 - 500
Li-ion	85 - 95	ms	1,000 - 3,000	300 - 1,200
Red-Ox Flow	65 - 80	ms	500 - 2,300	100 - 400
SMES	> 90	ms	300	> 10,000
Hydrogène et PàC	25 - 35	s - min	6,000	< 500

Tableau 3.1. Comparaison des différentes technologies de stockage ([53, 152]). Les valeurs répertoriées dans le tableau sont des ordres de grandeur donnés à titre indicatif.

Il est nécessaire d'identifier les services que l'on veut attribuer au stockage pour pouvoir établir un choix quant au panel de technologies qui pourraient être envisagées. Dans nos travaux, nous souhaitons étudier la participation de ces technologies au soutien dynamique de la fréquence. Cette fonction nécessite d'avoir à disposition des technologies de stockage ayant un temps de réponse court et une puissance élevée. En effet, le temps de réponse doit être inférieur à la seconde pour pouvoir pallier une chute de production avant que le réglage primaire ne se mette en route. Il n'est par contre pas nécessaire que le temps de décharge soit très important puisque le stockage ne servirait de soutien que jusqu'à ce que l'ensemble du réglage primaire soit mobilisé (si nécessaire), c'est-à-dire sur une période de 30 secondes. La puissance doit, elle, être élevée afin de pouvoir palier les chutes de production typiques observées dans les systèmes insulaires.

Au regard de ces différents critères, les technologies STEP, CAES et le stockage d'hydrogène sont moins intéressantes pour l'application envisagée. En effet, la densité énergétique, généralement déterminante pour ces trois types de technologie, ne constitue pas un critère de choix pour le soutien dynamique. Les technologies restantes (volants d'inertie, supercondensateurs, SMES, batteries NaS, Li-ion et Red-Ox Flow) ont donc été implémentées dans le modèle TIMES-Réunion afin d'évaluer leur contribution potentielle au soutien dynamique de la fréquence dans le futur système électrique de l'île de la Réunion. L'indicateur de réserve cinétique a donc été modifié pour tenir compte des technologies de stockage.

3.4.3 Participation du stockage à l'indicateur de fiabilité $H'_{cin, système}(t)$

La participation du stockage comme soutien dynamique au système électrique peut se traduire dans l'indicateur de fiabilité $H'_{cin, système}(t)$ par une réduction de la puissance de l'aléa. L'indicateur est donc modifié pour correspondre à la définition suivante³³ :

33. L'implémentation du stockage dans le modèle TIMES-Réunion a été réalisée par Pengbo Wang dans le cadre de son stage du mastère spécialisé OSE au sein de Schneider Electric [157].

$$H''_{cin,système}(t) = \frac{E_{cin,système}(t)}{0,2 \cdot S_{mean,système}(t) - P_{stockage}} \quad (3.26)$$

Seul le dénominateur est donc modifié, l'équation 3.24 est modifié pour correspondre à l'équation 3.27

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S,$$

$$\begin{aligned} FIADEN(r, t, s) = & \\ 0,2(& \sum_{p \in EXIS(r,p) \cup INTEXIS(r,p) \cup INTNODSC(r,p)} (CAPAPNODSC(r, t, p, s)) \\ + & \sum_{p \in INTDSC(r,p) \cup DSC(r,p)} \sum_{u \in UNIT \neq 0} (CAPAPDSC(r, t, p, u, s))) \\ - & \sum_{p \in STG(r,p)} (CAPAPSTG(r, t, p, s)) \end{aligned} \quad (3.27)$$

où l'ensemble **STG(r,p)** reprend toutes les technologies de stockage.

La puissance connectée des technologies de stockage, **CAPAPSTG**, correspond à la quantité d'électricité nécessaire pour charger la technologie de stockage tout au long de la tranche horaire divisée par la durée ($fr(r, s)$) de la tranche horaire (de façon identique aux deux variables **CAPAPNODSC** - Equation 3.18 - et **CAPAPDSC** - Equation 3.20 -)³⁴. Cette définition tient donc compte du cas le plus défavorable où la technologie de stockage serait sollicitée tout au long de la tranche horaire et nécessiterait ainsi d'être rechargée toutes les 15 secondes (temps de mise en route de l'ensemble du réglage primaire), ce qui correspond à l'équation 3.28. On considère donc que ces technologies de stockage sont tout le temps chargées, les dynamiques de temps étant trop courtes pour être représentées sous TIMES. Les réglages de fréquence permettent de reconstituer à la fois les réserves cinétiques et les capacités de stockage.

$$\forall r \in R, t \in T, s \in S, p \in STG(r, p),$$

$$CAPAPSTG(r, t, p, s) = \frac{\sum_{v \in V} ACT(r, v, t, p, s)}{capunit(r, p) \cdot fr(r, s)} \quad (3.28)$$

34. Pour rappel, le paramètre *capunit* correspond à la conversion d'unité de capacité (MW) en unité d'énergie (TJ)

3.5 Considération des réglages de fréquence dans le modèle TIMES-Réunion

L'indicateur de réserve cinétique $H'_{cin,système}(t)$ fournit une condition nécessaire au modèle (lorsque celui-ci est contraint par une borne inférieure) pour la fiabilité du système électrique. Cependant, les équations actuelles ne permettent pas encore d'assurer un niveau suffisant de réserve primaire. La réserve secondaire à l'île de la Réunion correspond également à la modification des consignes de puissance mais cette fois-ci par l'opérateur sur demande du gestionnaire du réseau. La réserve tertiaire correspond en partie au surdimensionnement du système. Ce surdimensionnement de la capacité installée par rapport à la consommation maximale d'une journée type permet, comme cela avait été précisé dans la section 1.4, de tenir compte de journées de plus fortes demandes et des possibles aléas auxquels doit pallier le système électrique. L'équation de pic 1.8 reprend ce surdimensionnement et assure un niveau de réserve tertiaire suffisant.

Il est donc nécessaire de spécifier au modèle que tous les groupes de production connectés doivent avoir une réserve primaire à hauteur de 20 % de leur capacité nominale suivant les spécifications d'EDF-SEI. En effet, pour réaliser son optimisation, le modèle cherche à saturer certains modes de production par rapport à leur puissance nominale, ce qui empêche toute considération de réserve primaire. Pour assurer ce niveau de réserve, deux possibilités s'offrent à nous quant à son implémentation dans la nomenclature TIMES :

1. Il est possible de spécifier un facteur de disponibilité (af) de 80 % pour chaque tranche horaire et chaque période. Cette solution nécessite seulement de modifier le facteur af actuel de chaque groupe de production hormis les productions de type intermittent en le multipliant par 0,8.
2. Tout comme pour l'indicateur $H'_{cin,système}(t)$, il est également possible d'ajouter une contrainte supplémentaire liée au réglage primaire de fréquence. Néanmoins, cela risquerait d'alourdir le calcul.

Nous avons donc opté pour la première option, celle-ci ne modifiant pas le temps de calcul.

Synthèse

Au terme de ce chapitre, nous disposons d'une description simplifiée du système électrique, mettant en exergue l'existence de réserves dynamiques (magnétique, cinétique). Ceci nous a permis d'explicitement deux indicateurs que nous évaluerons sur le long terme afin de quantifier ou de contraindre le niveau de fiabilité du système électrique. Les éléments technologiques susceptibles d'améliorer les niveaux de fiabilité ont été passés en revue et sont intégrés dans le modèle. Leur contribution sera intégrée aux exercices de modélisation raffinant nos résultats sur l'impact des *Smart Grids* sur le long terme.

Contribution des Smart Grids à la transition énergétique de l'île de la Réunion

L'objectif de cette thèse est, rappelons-le, d'évaluer les bénéfices et inconvénients potentiels du déploiement des fonctionnalités des *Smart Grids*, à travers l'utilisation d'un modèle de prospective énergétique spécifiquement adapté. Les *Smart Grids* étant notamment présentés comme une des solutions qui devraient permettre de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques[158], l'île de la Réunion constitue un cas d'étude particulièrement intéressant dans la mesure où cette dernière vise à atteindre son autonomie énergétique à l'horizon 2030, en s'appuyant sur un système électrique 100 % renouvelable. De manière générale, les systèmes insulaires constituent actuellement de bons laboratoires d'expérimentation de ces nouvelles technologies. L'isolement de ces systèmes justifie en effet leur nécessité d'autonomie énergétique.

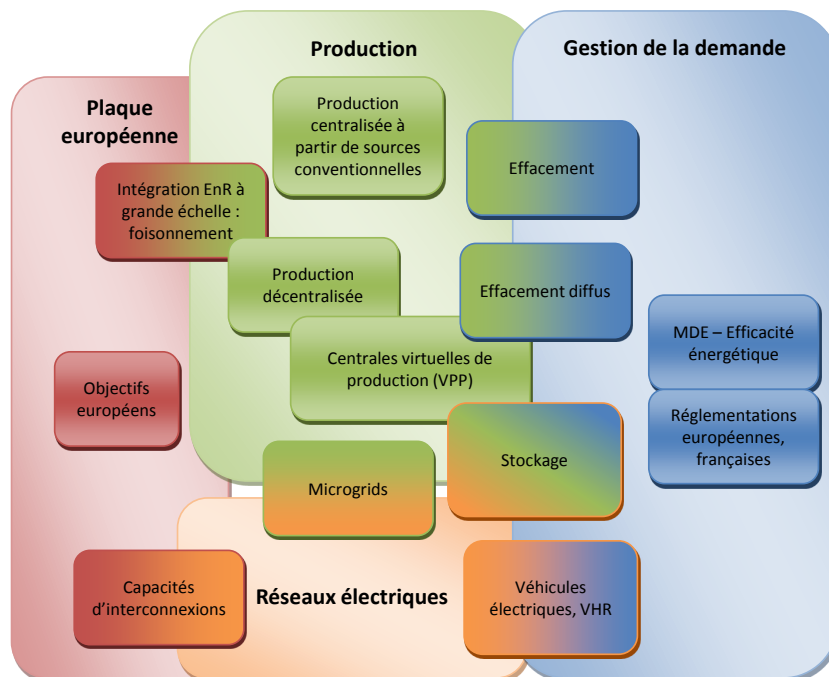


Figure 4.1. Synthèse des fonctionnalités liées au concept de *Smart Grids* au niveau européen.

La figure 4.1, déjà présentée dans le premier chapitre, montre l'articulation des différents constituants du système électrique avec les nouvelles technologies *Smart Grids* et les objectifs énergétiques au niveau européen. Le modèle TIMES-Réunion utilisé permettait déjà de représenter les spécificités du système électrique de l'île de la Réunion (production centralisée,

décentralisée, augmentation des capacités renouvelables) ainsi que les objectifs d'autonomie énergétique propre à cette île. Le travail de cette thèse a donc consisté à intégrer la plupart des technologies *Smart Grids* représentées dans cette figure afin d'évaluer leur contribution potentielle à ces objectifs d'autonomie énergétique. Notons que cette intégration dans le modèle TIMES-Réunion a été réalisée sous un angle purement technologique, c'est-à-dire sans prendre en compte les jeux d'acteur, leurs capacités de financement ou encore leurs non-rationalité économique quant à leurs choix d'investissements¹. Cette approche permet d'évaluer dans quelle mesure ces dernières contribueront à l'autonomie énergétique d'un système insulaire dans l'absolu. Notre étude portant sur l'île de la Réunion, nous avons retenu l'objectif d'indépendance énergétique comme contrainte majeure.

Nous détaillons ci-dessous de quelle manière les différents éléments de la figure 4.1 ont été pris en compte dans le modèle TIMES-Réunion et les raisons qui ont conduit à ces choix de modélisation :

1. **Les interconnexions** : dans l'étude de systèmes insulaires tels que l'île de la Réunion, la prise en compte des problématiques d'interconnexion n'est pas pertinente, les systèmes insulaires n'étant pas interconnectés. En conséquence, cette fonctionnalité n'a pas été modélisée dans notre étude.
2. **Les centrales virtuelles de production (VPP)** : elles consistent en la combinaison de plusieurs moyens de production et/ou d'effacement afin de proposer des offres agrégées sur les différents marchés de l'électricité (marché de gros, marché d'ajustement, futur marché de capacité, etc.). Elles permettent, en jouant sur la complémentarité de ces différents moyens de production et/ou d'effacement, de compenser par exemple l'intermittence de la production renouvelable, et donc de proposer des offres répondant aux exigences du marché malgré ces contraintes. Dans les modèles de type MARKAL/TIMES utilisés dans le cadre de nos travaux, l'adéquation offre - demande est réalisée au niveau global sans considérer la nécessité d'équilibres plus locaux (réalisés par des responsables d'équilibre) ou de positionnement des acteurs. En conclusion, si les VPP peuvent constituer une innovation organisationnelle importante dans un environnement concurrentiel en présence d'offres d'effacement et d'insertion massive des énergies renouvelables intermittentes, elles n'ont pas, en soi, à être modélisées dans le cadre de cette étude puisque leurs constituants -moyens de production, possibilités d'effacement-, sont intégrés dans nos modèles.
3. **Les microgrids** : il s'agit de petits réseaux pouvant comprendre des technologies de stockage, des moyens de production décentralisés capables de se déconnecter du réseau de transport, et pouvant exploiter au mieux la fluctuation de la demande. Bien que les microgrids ne soient pas représentés explicitement dans le modèle TIMES-Réunion, l'ensemble des technologies les constituant existe dans le modèle. Représenter explicitement les microgrids nécessiterait de modéliser le réseau électrique réunionnais au niveau

1. Pour rappel, le périmètre de notre étude est centré sur le potentiel théorique des *Smart Grids* et non sur les moyens à mettre en œuvre pour pouvoir les développer.

de la maille ce qui n'est pas réalisé actuellement dans le modèle utilisé².

4. **Les véhicules électriques** : ils constituent une demande électrique supplémentaire pouvant notamment augmenter la charge en période de pointe (Section 1.3.3). Pour pouvoir évaluer l'impact que pourraient générer les véhicules électriques, il est nécessaire de connaître leur utilisation et de pouvoir estimer à quels moments les recharges pourraient s'effectuer. Dans notre étude, nous voulions nous appuyer sur l'enquête Emploi du temps 2010 réalisée par l'INSEE notamment dans les DOM. N'ayant pas eu accès à ces données, nous avons décidé de ne pas considérer l'implémentation des véhicules électriques dans notre modèle bien que le scénario STARTER du rapport PETREL considère que le parc routier en 2030 sera constitué à 50 % de véhicules électriques (les 50 % restants étant des véhicules roulant au gaz ou aux biocarburants) [89].

Les différents moyens de production sur lesquels reposent les réseaux sont représentés dans les modèles TIMES :

- la production centralisée à partir de sources conventionnelles ;
- l'augmentation des capacités centralisées, renouvelables, intermittentes ;
- la production décentralisée (fermes photovoltaïques de petites capacités typiquement de quelques kilowatts).

Le déploiement à grande échelle de production intermittente risquerait d'altérer la fiabilité du réseau. Or, l'un des objectifs majeurs pour les gestionnaires de réseau est de conserver les niveaux existants de fiabilité voire de les améliorer. L'indicateur de réserve cinétique présenté dans le chapitre 3 permet d'obtenir une information sur la fiabilité du système et de vérifier si cette dernière est altérée par les évolutions du mix énergétique. L'implémentation de cet indicateur dans le modèle TIMES-Réunion permet de contraindre le système à conserver au minimum les niveaux actuels de réserve cinétique. De plus, la prise en compte des réserves primaires dans le modèle permet de contraindre le développement du système électrique de manière à s'assurer que les capacités installées et connectées soient suffisantes.

Différentes technologies de stockage qui permettent d'assurer la qualité de service en rehaussant l'indicateur de réserve cinétique ont également été modélisées dans le modèle TIMES-Réunion. Actuellement, les installations photovoltaïques de l'île de la Réunion saturent la capacité du système réunionnais à accueillir des énergies intermittentes. En conséquence, les technologies de stockage sont aujourd'hui déjà envisagées pour permettre le dépassement de la limite réglementaire des 30 % de puissance d'origine intermittente dans le mix à chaque instant. L'appel d'offres PV avec stockage (objectif de 200 GWh en 2020) devrait permettre de sécuriser la fourniture d'électricité issue d'énergies intermittentes [159].

Enfin, à l'aval du système électrique, la gestion de la demande (modulation de la demande, efficacité énergétique - comme définie au chapitre 2) a été représentée suivant les différentes stratégies pouvant être mises en place. Les méthodologies présentées dans le chapitre 2 nous permettent d'évaluer à la fois l'impact en termes de réduction de puissance de pointe (et

2. Seules les pertes sur les réseaux, soit 9% de la production électrique en 2008, sont actuellement représentées dans le modèle TIMES-Réunion.

installée) mais également en termes de réduction de la demande énergétique totale. À ce stade, précisons que nous supposons le déploiement des *Smart Grids* soutenus par des systèmes incitatifs et des modèles d'affaire adaptés, questions qui dépassent le champ d'investigation de ces travaux. Ainsi, il s'agit pour nous d'évaluer leur impact théorique. Ces différents aspects ont été étudiés dans plusieurs scénarios à l'aide du modèle TIMES-Réunion. Ces résultats nous permettent d'évaluer dans quelle mesure les *Smart Grids* pourraient contribuer à la transition énergétique qui devrait s'opérer sur l'île pour qu'elle atteigne son objectif d'autonomie énergétique. À travers trois scénarios de déploiement d'énergies renouvelables utilisés dans notre étude et présentés par la suite, nous examinons plusieurs questions :

- l'impact sur le mix énergétique et sur la courbe de charge en 2030 des mesures d'efficacité énergétique et de modulation de la demande ;
- l'évolution de l'indicateur de réserve cinétique dans un scénario contraint par l'objectif d'indépendance énergétique ;
- le mix énergétique contraint par un seuil de réserve cinétique et le recours potentiel aux mesures de gestion de la demande et aux technologies de stockage pour maintenir le niveau de réserve tout en abaissant le coût total du système ;
- et enfin, l'évolution des capacités installées et la production d'électricité en 2030 dans un scénario comprenant l'ensemble des fonctionnalités considérées.

4.1 Les trois scénarios étudiés à l'horizon 2030

Afin d'évaluer les différentes fonctionnalités des *Smart Grids*, trois scénarios ont été utilisés. Ces différents scénarios se basent sur les mêmes hypothèses économiques quant au coût d'importation des énergies fossiles, mais se différencient du point de vue des politiques de déploiement des énergies renouvelables considérées. Différentes variantes de ces scénarios ont été utilisées pour étudier la mise en place des stratégies de gestion de la demande et de la qualité de fourniture de l'électricité.

Pour tous les scénarios envisagés, les hypothèses de prix des ressources fossiles sont établies à partir des projections du *WEO-2009* et sont reprises dans le tableau 4.1.

Prix 2008	unités	2000	2008	2015	2020	2025	2030
Charbon	USD/tonne	41,22	120,59	91,05	104,16	107,12	109,4
Pétrole brut	USD/baril	34,3	97,19	86,67	100,00	107,50	116,00
Fioul lourd	€/tonne		195,50	174,34	201,15	216,24	231,33
Fioul domestique	€/hectolitre		46,54	41,50	47,89	51,48	55,07

Tableau 4.1. Prix des énergies fossiles du scénario de référence de [160]. Les prix du fioul lourd et du fioul domestique 2008 sont ceux du CEREN ; les projections de prix sont calquées sur celles du pétrole brut.

Sur cette base, les trois scénarios suivants ont été développés :

1. Le scénario *BAU*, ou *Business as Usual*, ne considère aucune contrainte d'autonomie énergétique. Seuls les niveaux actuels d'installation de production à base d'énergies renouvelables et les futurs projets renseignés dans le Bilan Prévisionnel d'EDF-SEI, hormis la filière biomasse, sont pris en compte dans ce scénario (voir Tableau 4.2). Pour la filière biomasse, ce sont les potentiels de récolte de bagasse, canne fibre et bois qui sont considérés. Ce premier scénario satisfait les futures demandes d'électricité, mais conduit à un mix fortement carboné. Bien que la loi prévoit déjà d'atteindre l'autonomie énergétique en 2030 sur l'île de la Réunion, ce scénario est nécessaire pour pouvoir comparer les niveaux de fiabilité des systèmes énergétiques « vertueux » avec ceux d'un système où les centrales au charbon prévalent.
2. Le scénario *100 % EnR* est un scénario contraignant le modèle à n'avoir plus aucune importation d'énergie fossile en 2030. Les centrales utilisant des sources fossiles ne peuvent pas non plus être utilisées pour surdimensionner le système électrique³. De plus, ce scénario comprend une contrainte additionnelle, limitant l'activité des énergies intermittentes à 30 %^{4, 5}. Il comprend également des niveaux inférieurs d'installation d'énergie renouvelables plus élevés que le scénario *BAU* (voir Tableau 4.2), représentant les potentiels de production électrique à partir de ces sources d'énergie.⁶
3. Le scénario *PV-OCE* est une alternative du scénario *100 % EnR*. Il comprend également la réduction des importations d'énergie fossile jusqu'en 2030, date à laquelle ces importations doivent tomber à zéro. Le surdimensionnement du système en 2030 ne peut à nouveau pas être assuré par les centrales traditionnelles. Aucune limitation d'activité des énergies intermittentes n'est prise en compte dans ce scénario *PV-OCE* mais les contraintes minimales de puissances installées d'origine photovoltaïque et marine (Energie Thermique des Mers (ETM) et énergie des vagues) sont plus importantes. Cette variante nous permet d'étudier si la limite de 30 % constitue effectivement une valeur cohérente au regard de l'indicateur de réserve cinétique développé dans le chapitre 3.

Les potentiels d'énergies renouvelables pour ces trois scénarios sont repris dans le tableau 4.2.

3. Pour rappel, la capacité totale du système électrique doit excéder de 69 % la plus forte demande. Dans le scénario *100 % EnR*, les anciennes centrales au fioul ou au charbon doivent donc être remplacées pour satisfaire également cette contrainte de surdimensionnement.

4. Pour rappel, l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 impose de limiter la puissance issue des énergies renouvelables intermittentes à 30 % de la puissance totale appelée à tout instant.

5. Les énergies intermittentes considérées pour le développement du mix électrique réunionnais et considérées dans cette limite sont l'éolien terrestre, les panneaux photovoltaïques et les installations utilisant l'énergie houlomotrice.

6. Pour aider au développement des filières renouvelables, des subventions sont généralement nécessaires. En imposant des capacités inférieures d'installation dans le modèle, cela nous permet de représenter les projets actuellement envisagés ou à l'étude pour ces types de production tout en nous affranchissant de considérer le niveau nécessaire de subvention pour assurer leur compétitivité.

4.1 Les trois scénarios étudiés à l'horizon 2030

	Limite	Année	BAU	100 % EnR	PV-OCE
Potentiel (TJ)					
<i>Bagasse</i>	Sup	2008	4254,55	4254,55	4254,55
	Sup	2020	6872,73	6872,73	6872,73
	Sup	2030	7527,27	7527,27	7527,27
<i>Canne fibre</i>	Sup	2012	0	0	0
	Sup	2020	1764	1764	1764
	Sup	2030	8820	8820	8820
<i>Bois</i>	Sup	2008	0	0	0
	Sup	2020	0	0	0
	Sup	2030	2571,43	2571,43	2571,43
Capacité (MW)					
<i>Eolien</i>	Sup	2008	50	50	50
	Sup	2030	50	50	50
<i>OCE- Energie des vagues</i>	Inf	2012	5	5	5
	Inf	2015	10	10	10
	Inf	2030			50
<i>OCE-ETM</i>	Inf	2012	1	1	1
	Inf	2020	10	10	30
	Inf	2030			100
<i>PV total</i>	Sup	2012	100	100	100
	Sup	2030	750	750	750
	Inf	2020		300	300
	Inf	2030		300	700
<i>PV BT</i>	Sup	2030	540	540	540
<i>PV HT</i>	Sup	2030	500	500	500
<i>Geothermie</i>	Sup	2008	20	20	20
<i>Salazie</i>	Sup	2030	20	20	20
<i>Geothermie</i>	Sup	2008	0	0	0
<i>Plaine des S.</i>	Sup	2030	0	0	0
<i>Hydraulique</i>	Sup	2010	5	5	5
<i>fil de l'eau</i>	Sup	2030	5	5	5
<i>Hydraulique total</i>	Sup	2008	147	147	147
	Sup	2010	147	147	147
	Sup	2015	254	254	254
	Sup	2030	254	254	254
Activité (GWh)					
<i>Hydraulique total</i>	Sup	2008	633	633	633
	Sup	2010	633	633	633
	Sup	2015	882	882	882
	Sup	2030	882	882	882
<i>Production 100 % EnR</i>				x	x
<i>Max 30 % intermittence</i>				x	

Tableau 4.2. Potentiels et limites (inférieures - Inf - et/ou supérieures - Sup -) de capacité et d'activité des différents moyens de production suivant les trois scénarios utilisés.

Le scénario *100 % EnR* reprend les estimations d'installation de PV réalisées par l'Agence Régionale de l'Energie Réunion (ARER), traduisant le volontarisme des acteurs publics en faveur de cette énergie, alors que le scénario *PV-OCE* reprend les estimations « optimistes » de l'ARER. Le scénario *BAU* ne contraint pas le système électrique à disposer d'un minimum de centrales PV mais comporte seulement des limites supérieures de puissance installée d'origine photovoltaïque. Certaines contraintes sont associées à l'ensemble des technologies PV, liées à la fois à celles raccordées au réseau Basse Tension (BT) (installées sur les toitures des bâtiments) mais également à celles raccordées au réseau Haute Tension (HT) (installées sur des surfaces ni urbanisables ni agricoles) ; d'autres sont liées uniquement à certaines technologies photovoltaïques. Les limites inférieures de capacité de production d'ETM sont issues des scénarios optimistes du rapport PETREL. Pour de plus amples informations sur l'ensemble des potentiels, le lecteur est renvoyé aux pages 116 à 120 de la thèse de M. Drouineau [10]⁷.

4.2 Mix énergétiques contrastés en 2030

Avant d'évaluer les impacts des différentes fonctionnalités des *Smart Grids* considérées dans cette étude, cette section reprend les résultats obtenus pour les trois scénarios spécifiés précédemment (sans tenir compte des possibilités offertes par les différentes fonctionnalités des *Smart Grids*) : *BAU*, *100 % EnR* et *PV-OCE*. Les mix évalués varient fortement à cause des contraintes différenciées sur les capacités installées et les productions issues d'énergie renouvelable.

4.2.1 Capacités installées pour les scénarios étudiés

La puissance totale installée est plus importante dans les scénarios contraints par l'objectif d'indépendance énergétique que dans le scénario *BAU*. En effet, le recours massif aux moyens de production renouvelable nécessite, du fait de leur facteur de charge moins important (10 à 30 %), plus de capacités installées que lorsque l'on fait appel aux moyens conventionnels (dont le facteur de charge est plutôt de l'ordre de 85-90 %). Dans le modèle utilisé, cette différence de facteurs de charge se traduit par des facteurs de disponibilité différents selon les *process* représentant les moyens de production. Ces facteurs sont définis à travers l'équation 1.7 qui traduit la conversion entre l'activité maximale produite sur une année et la capacité disponible multipliée par le nombre d'heures d'une année (8760) :

$$af = \frac{\text{Electricité produite}_{(\text{année } X)}}{P_{\text{installée}} \cdot 8760} \quad (4.1)$$

La figure 4.2 présente les résultats des parcs de production électrique en 2030 suivant les trois scénarios étudiés. L'ensemble des acronymes utilisés dans ce chapitre pour les différents types de production est repris dans le tableau 4.3.

7. Ces différents potentiels sont issus du rapport PETREL [89] et de discussions avec des experts.

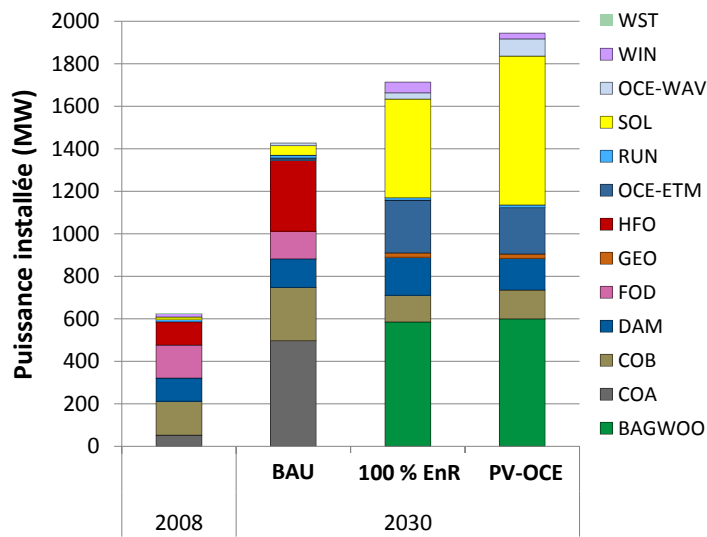


Figure 4.2. Capacité totale installée en 2030 pour les scénarios *BAU*, *100 % EnR* et *PV-OCE*. Bien que certaines centrales utilisant des ressources fossiles soient encore installées en 2030, cette figure ne les représente plus dans les scénarios où leur usage est interdit.

Acronyme	Source de production
BAGWOO	Bagasse - bois
COA	Charbon
COB	Charbon/bagasse : co-combustion
DAM	Hydraulique : barrages
FOD	Fioul domestique (TAC)
GEO	Géothermie
HFO	Fioul lourd (Moteurs diesel)
OCE-ETM	Energie thermique des mers
RUN	Hydraulique : fil de l'eau
SOL	Solaire : thermodynamique et photovoltaïque
OCE-WAV	Energie des vagues
WIN	Eolien onshore
WST	Gaz de décharge

Tableau 4.3. Acronymes des types de production utilisés dans l'ensemble des résultats de ce chapitre.

Dans le scénario *BAU*, le parc installé en 2030 est constitué à 75 % de centrales de production utilisant des ressources fossiles. Les deux autres scénarios sont contraints pour que le mix de production électrique soit 100 % renouvelable en 2030⁸. On peut voir sur la Figure 4.2 que les 2 scénarios 100 % renouvelables font appel à une grande variété de moyens de production renouvelable et plus précisément :

8. Il faut à la fois que la production d'électricité soit issue uniquement de source renouvelable et la participation au facteur de pic en 2030 interdite aux centrales utilisant des ressources fossiles. Si le modèle n'empêchait pas les centrales conventionnelles de participer au facteur du pic - au surdimensionnement du système -, il serait possible d'obtenir une activité issue à 100 % de production renouvelable mais que le surdimensionnement de 69 % imposé soit assuré par des centrales utilisant normalement des ressources fossiles.

- de façon importante à la combustion du bois dans des centrales thermiques principalement à gazéification intégrée (IGCC) : ainsi plus d'un tiers du parc installé dans ces deux scénarios correspond à l'utilisation de bagasse, canne fibre ou de bois ;
- de manière également très importante au PV, avec un appel plus marqué dans le scénario *PV-OCE* dans lequel 700 MW de PV doivent être installés en 2030 contre 300 MW dans le scénario *100% EnR*;⁹
- puis viennent essentiellement les barrages hydrauliques ;
- et dans une moindre mesure, toutes les technologies restantes (géothermie, énergie houlomotrice - énergie des vagues, OCE-WAV -, hydraulique au fil de l'eau et éolien).

La figure 4.3 reprend les différents investissements suivant les sources énergétiques pour différentes périodes pour les trois scénarios. On constate que le scénario *BAU* conduit à installer en majorité des centrales à charbon et de co-combustion utilisant charbon ou bagasse. Le reste de la capacité installée est presque uniquement constituée de moteurs diesel. Les deux autres scénarios, contraints par les limites de capacité inférieure de certaines sources renouvelables, conduisent à investir majoritairement dans ces ressources. On peut noter que les scénarios contraints par l'objectif d'indépendance énergétique de l'île conduisent à installer des centrales utilisant des ressources fossiles (charbon, co-combustion charbon-bagasse et fioul lourd) dans la première période (2012-2020) pour satisfaire la demande totale d'électricité tout en minimisant le coût total actualisé.

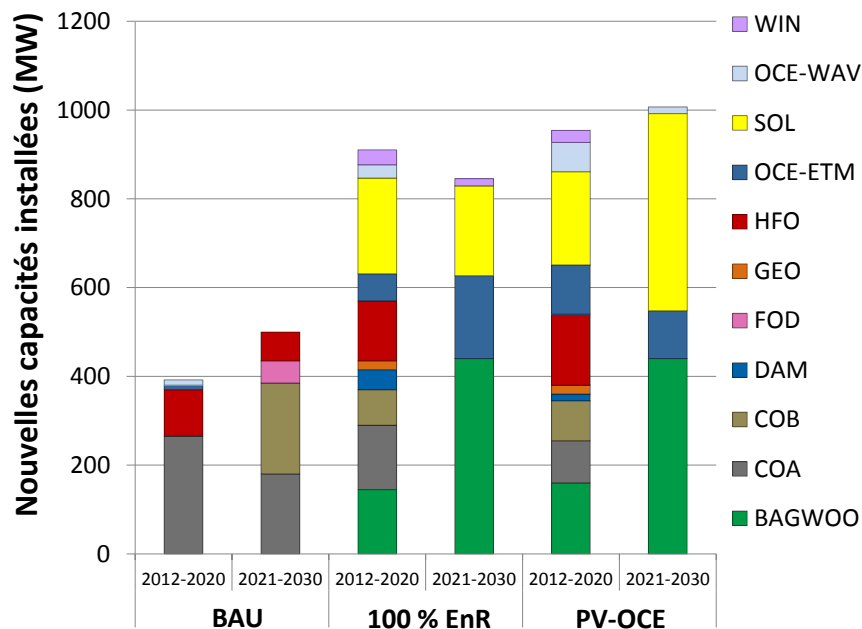


Figure 4.3. Nouvelles capacités installées pour les périodes 2012-2020 et 2021-2030 pour les scénarios *BAU*, *100 % EnR* et *PV-OCE*.

9. Notons que ces contraintes peuvent ou pas être saturées. C'est le cas pour les 700 MW déjà optimistes du scénario *PV-OCE* alors que dans le scénario *100 % EnR*, 450 MW de PV sont installés.

4.2.2 Des enseignements des journées type de production

Les demandes d'électricité sont équivalentes pour les trois scénarios étudiés : aucune forme de gestion de la demande ou de stockage ne sont prises en compte à ce stade. Les courbes de charge sont donc identiques pour ces trois scénarios. Les figures 4.4, 4.5 et 4.6 reprennent les courbes de charge des quatre journées type étudiées, dans chacun des trois scénarios. Ces quatre journées type sont, pour mémoire :

1. journée ouvrée en été,
2. journée de week-end en été,
3. journée ouvrée en période sucrière (hiver) et
4. journée de week-end en période sucrière (hiver).

A chaque courbe de charge est associée l'empilement des moyens de production appelés pour satisfaire la demande électrique de chaque tranche horaire des quatre journées type (voir Tableau 1.3).

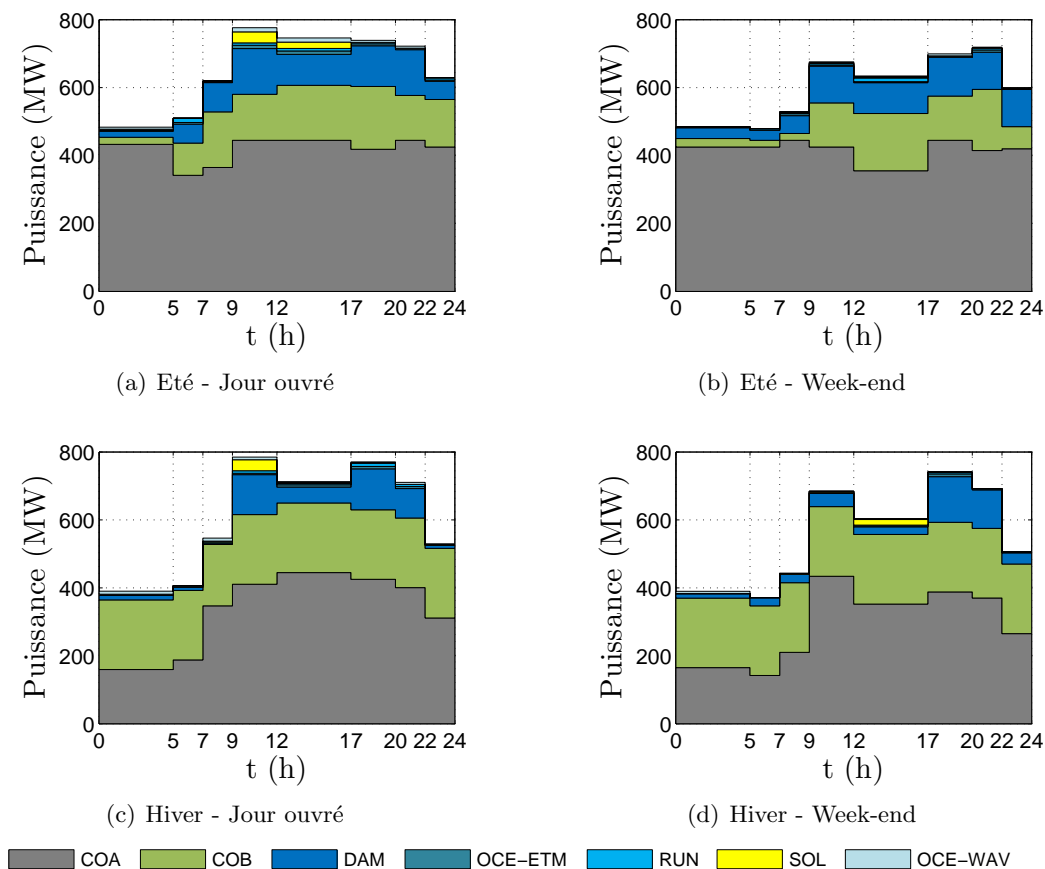


Figure 4.4. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par source suivant le scénario *BAU*.

Dans le scénario *BAU*, la majorité de la production repose sur des centrales thermiques utilisant uniquement du charbon (majoritairement des centrales à gazéification intégrée -

IGCC) ou des centrales de co-combustion, brûlant du charbon pendant l'été et de la bagasse pendant la période sucrière. Les facteurs de charge associés à ces deux types de centrale sont de 85 %. Pour optimiser au mieux la production électrique, en été, les centrales de co-combustion utilisant du charbon sont moins utilisées au profit des centrales IGCC, celles-ci ayant un rendement plus élevé. En période sucrière, le coût nul associé à la production de bagasse (qui est un déchet issu de la filière sucrière)¹⁰, amène à utiliser les centrales de co-combustion à pleine charge tout au long de la journée. L'optimisation conduit à « saturer » les facteurs de charge des centrales charbon, ceux-ci étant égaux à 85 % pour l'ensemble de ces centrales et, à obtenir des facteurs de charge des centrales de co-combustion de 74%. Enfin, le reste de la production est assurée par les barrages et de façon marginale par certaines capacités renouvelables (solaire, énergie des vagues).

Les moteurs diesel utilisant du fioul lourd, présents dans le parc total installé en 2030 (Figure 4.2), tout comme les turbines à combustion (TAC) utilisant du fioul domestique, ne sont pas utilisés pour produire de l'électricité durant les journées type mais permettent d'assurer le surdimensionnement en satisfaisant la contrainte de pic (Equation 1.8).

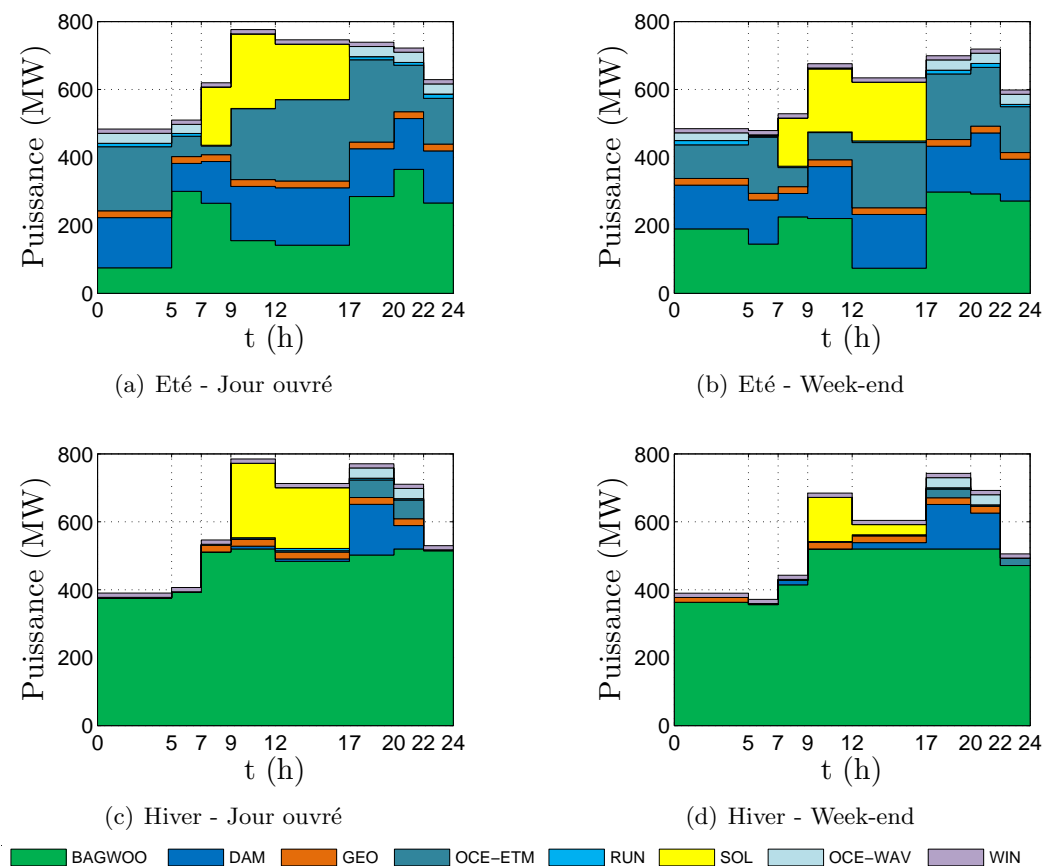


Figure 4.5. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvrée/week-end) par source suivant le scénario 100 % EnR.

10. Les potentiels de bagasse sont limités uniquement à la filière sucrière. Les potentiels de canne fibre, qui augmentent la capacité du parc à recourir à des moyens thermiques reposant sur des sources renouvelables, sont eux associés à un coût de production.

Les productions d'électricité en 2030 dans le scénario *100 % EnR* sont très différentes entre les deux saisons. En période sucrière, près de 80 % de la production électrique est issue des centrales IGCC utilisant de la bagasse, de la canne fibre ou du bois. Toutes les ressources disponibles de bagasse durant la période sucrière sont brûlées dans ces centrales. Cependant, elles ne sont pas suffisantes pour satisfaire la demande totale de cette saison, et il est donc nécessaire de développer la filière canne fibre. Les 20 % restants de la production d'électricité sont assurés par des champs de panneaux photovoltaïques (PV), les barrages, et de façon marginale par les technologies d'énergie marine (énergie des vagues et ETM) et par des éoliennes *onshore*. En été, la situation est bien différente, puisque les centrales IGCC n'assurent plus que 31 % de la production d'électricité¹¹. Les technologies d'ETM assurent alors 25 % de cette production, le reste étant issu majoritairement des barrages (22,5 %) et des panneaux PV (12 %).

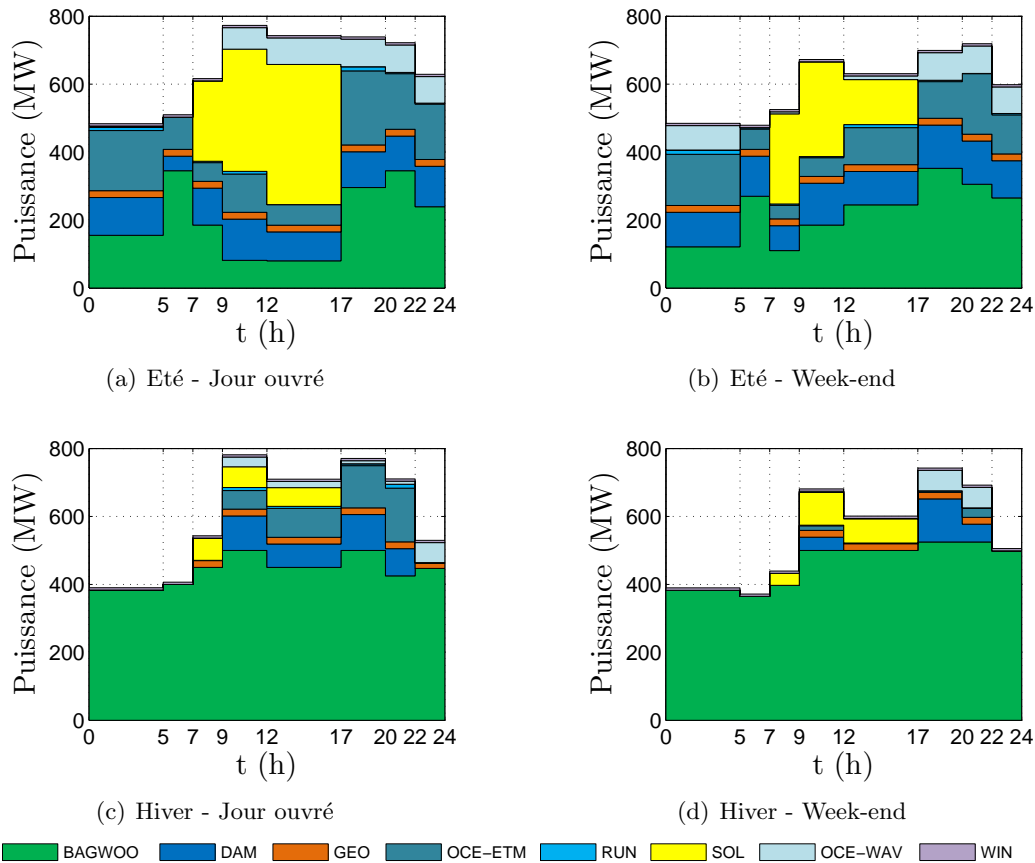


Figure 4.6. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par source suivant le scénario *PV-OCE*.

Enfin, le scénario *PV-OCE*, ne comprenant aucune limite sur l'activité des énergies intermittentes, conduit à des mix de production journalière en été reposant majoritairement sur la production solaire. La borne inférieure d'installation d'énergie houlomotrice amène évidemment à utiliser cette source d'énergie de façon plus importante que dans les autres scénarios.

11. Les centrales IGCC brûlant de la bagasse, de la canne fibre ou du bois assurent 50 % de la production annuelle d'électricité.

Les technologies d'ETM, contraintes également dans ce scénario sont majoritairement utilisées durant les périodes estivales. Enfin, la production d'électricité de la période sucrière, tout comme dans le scénario *100 % EnR*, est majoritairement assurée par les centrales thermiques utilisant des ressources renouvelables (bagasse, canne fibre et dans une moindre mesure du bois).

Ces trois scénarios vont nous permettre d'analyser les bénéfices que pourrait procurer l'implémentation de certaines fonctionnalités des *Smart Grids*.

4.3 Conséquences des mesures d'efficacité énergétique

Comme nous l'avons rappelé dans le chapitre 2, l'efficacité énergétique permet à la fois de réduire la puissance appelée ponctuellement, et la consommation électrique totale. Ainsi, les mesures d'efficacité énergétique devraient permettre de translater la courbe de charge vers le bas. A partir d'analyses basées sur le scénario *100% EnR*, nous allons évaluer les impacts des mesures d'efficacité énergétique implémentées dans le modèle TIMES-Réunion pour le secteur résidentiel (Section 2.5).

Auparavant, revenons sur la façon dont les coûts sont pris en compte dans le modèle TIMES. Le formalisme TIMES dérive ses décisions en agissant comme un décideur unique pour l'ensemble du système, l'arbitrage entre les technologies se faisant sur un compromis coût/efficacité afin de réduire le coût actualisé du système dans son ensemble, indépendamment du prix payé par le consommateur. Les seuls éléments de coût pris en compte sont les coûts d'investissements, fixes et variables des moyens de production d'électricité et les coûts d'importation des ressources fossiles et renouvelables (canne fibre et bois dans la cas du modèle TIMES-Réunion). Ces éléments permettent d'évaluer un coût de production de l'électricité qui ne prend pas en compte les coûts d'acheminement de l'électricité ni les différentes taxes qui font partie intégrante du prix final de l'électricité.

En effet, le prix de l'électricité se décompose en un tiers lié à la fourniture d'énergie comprenant à la fois les coûts de production de l'électricité (investissements, charges de fonctionnement) et les coûts de commercialisation (services client, facturation, systèmes d'information)¹². Le second tiers est à imputer à l'acheminement de l'électricité (transport et distribution) dont le coût est fixé par la CRE¹³. Enfin, le dernier tiers correspond à l'ensemble des taxes opérées sur l'électricité¹⁴. En métropole par exemple, on considère généralement que

12. Cette partie des coûts correspond soit à des tarifs réglementés de vente soit à des tarifs libres. Les tarifs réglementés sont fixés par l'Etat en fonction des coûts réels supportés par les fournisseurs. Les tarifs libres sont fixés par chaque fournisseur et ont été créés pour stimuler la concurrence.

13. Cette part correspond au Tarif d'Utilisation du Réseau Public de l'Electricité (TURPE) et permet de couvrir les coûts des gestionnaires de réseau de transport et de distribution d'électricité.

14. La Contribution au service public de l'électricité (CSPE) permet de financer les dispositifs sociaux et les missions de service public exercées par les fournisseurs historiques d'électricité comme les obligations d'achat aux producteurs d'électricité renouvelable ou la péréquation tarifaire entre la métropole et les territoires non interconnectés au réseau électrique métropolitain continental (Zone non-interconnectée (ZNI)). La Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) est fixée et perçue par les collectivités locales communales et départementales. La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) finance une partie des retraites des agents des industries électriques et gazières.

4.3 Conséquences des mesures d'efficacité énergétique

les coûts de production représentent environ 30-35% de la facture énergétique (Figure 4.7).

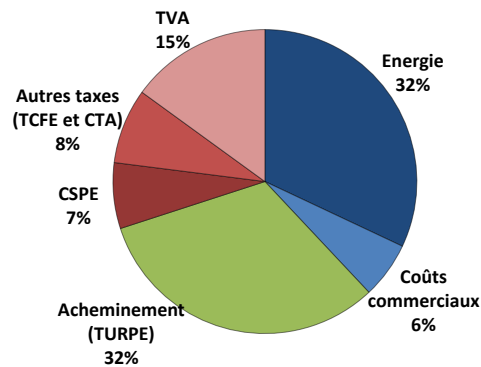


Figure 4.7. Composantes du prix de l'électricité pour un ménage français.

Parmi ces coûts additionnels, le coût d'acheminement constitue, en plus du coût de production, un élément discriminant permettant de dissocier les technologies associées à l'offre (production) et à la demande (modulation de la demande). Aussi, nous avons ajouté un coût d'acheminement au modèle pour tenir compte de cette composante du prix de l'électricité (Figure 4.8) et ainsi pouvoir rendre comparables des investissements réalisés sur la demande et des investissements réalisés sur la production. Dans le modèle TIMES-Réunion, les process représentent les travaux d'isolation, les nouveaux appareils électroménagers, les nouvelles ampoules ainsi que les multiprises coupe-veille. Les coûts d'acheminement implémentés dans le modèle TIMES-Réunion varient avec le secteur (agricole, industriel, grands projets, tertiaire et résidentiel) afin de tenir compte des variations de prix suivant le type de consommateur.

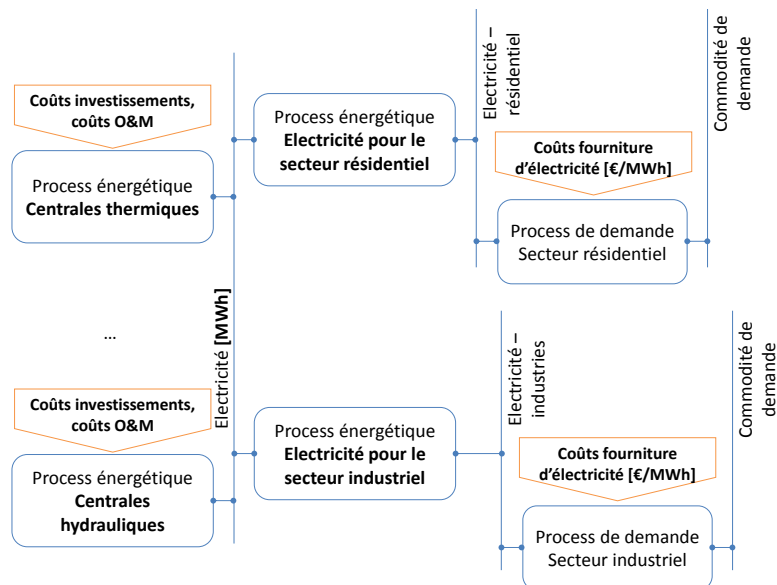


Figure 4.8. Implémentation du coût d'acheminement de l'électricité dans le modèle TIMES-Réunion suivant le type de consommateur (résidentiel, tertiaire, industriel). La consommation d'une unité d'électricité par un process de demande est associée à un coût.

4.3.1 Impact du potentiel d'isolation

Nous allons envisager dans la variante *Isolation* du scénario *100 % EnR* étudiée dans cette section que le modèle puisse faire appel à plusieurs technologies d'isolation supplémentaires. Ces technologies diffèrent par leur coût d'investissement et leur efficacité : les technologies les plus efficaces (réduisant le plus fortement la consommation d'électricité liée au chauffage ou à la climatisation) ont un coût plus élevé. Les résultats de cette variante *Isolation* démontre que le modèle a eu recours majoritairement aux technologies les plus performantes, comme indiqué par la figure 4.9 qui reprend les courbes de charge des quatre journées type étudiées pour le scénario *100 % EnR* sans et avec isolation.

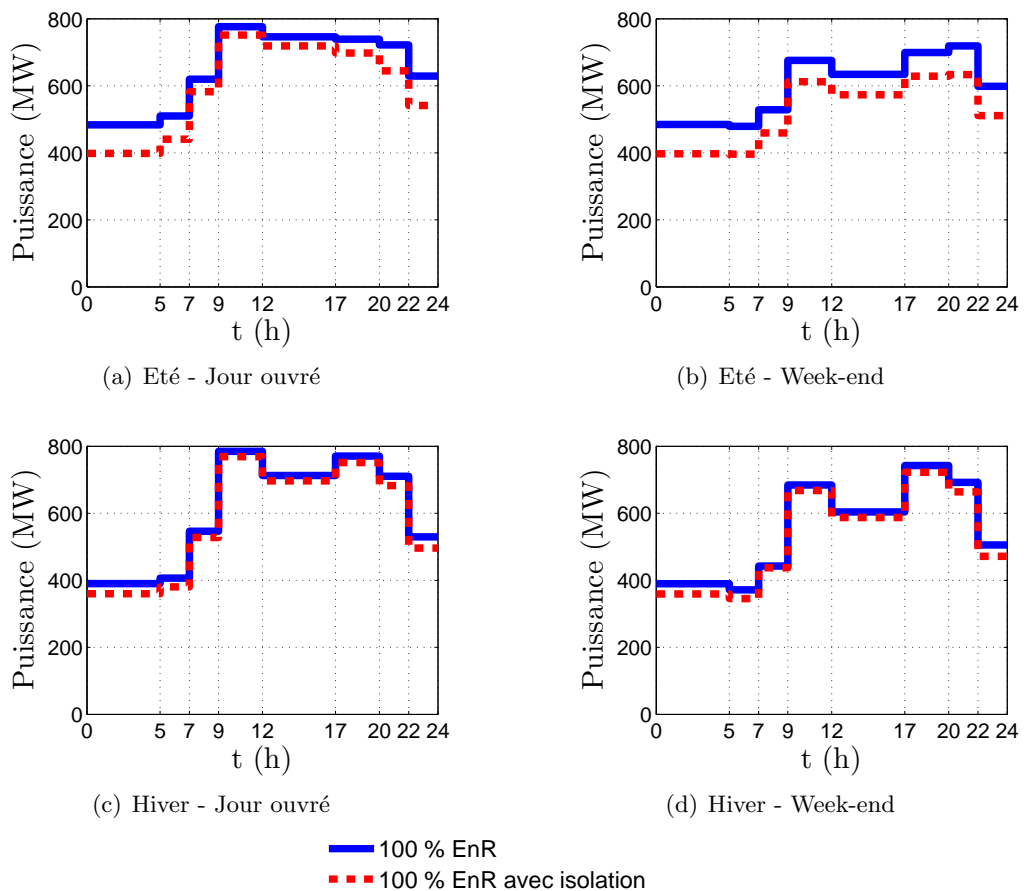


Figure 4.9. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario *100 % EnR* sans et avec recours potentiel à l'isolation.

On peut observer sur ces figures que le recours aux technologies d'isolation permet de diminuer les puissances appelées de façon bien plus importante lors des journées d'été que durant la période sucrière. Pour rappel, les technologies de climatisation ont actuellement, et devraient avoir dans le futur, une pénétration plus importante parmi les ménages réunionnais (50 % en 2030) que les technologies de chauffage (10 % en 2030) (voir Tableau 2.3). Assez logiquement, le recours aux technologies de climatisation a majoritairement lieu pendant la saison d'été.

La consommation des appareils de climatisation des ménages durant la période estivale en 2030 constitue une part importante de la consommation totale : 11,5% de la consommation totale, soit 22% de la consommation résidentielle^{15 16}. Dès lors, le recours à des techniques d'isolation permet de réduire fortement l'énergie nécessaire pour pouvoir rafraîchir les maisons et particulièrement en période estivale : la production électrique en 2030 est réduite de **7,2 %** par rapport au scénario *100 % EnR*. Comme le montre la figure 4.9, la réduction de puissance est également bien plus importante le week-end, ce qui conduit à une réduction de la puissance installée en 2030 de **8,5 %** par rapport au scénario *100 % EnR*.

Enfin, l'isolation des logements permet également de réduire les puissances appelées pour le chauffage en période sucrière. Les courbes de charge avec isolation sont donc également un peu en-dessous des niveaux sans isolation lors de la période sucrière, période durant laquelle le chauffage est utilisé.

4.3.2 Les technologies de coupe-veille

On rappelle que le modèle TIMES-Réunion prend en compte un certain nombre de technologies de demande (lave-linge, four, télévision, lecteur DVD, etc. - voir Tableau 2.3). Ici, et dans un souci de « réalisme », nous avons associé l'utilisation de coupe-veille à certaines technologies seulement, nommément les télévisions (associées ou non à un lecteur DVD et/ou un décodeur) et ordinateurs (associés ou non à une box internet). Ces multiprises coupe-veille permettent de « couper » les consommations de veilles, c'est-à-dire de rendre nulle l'énergie consommée par les appareils en veille¹⁷. Pour estimer le potentiel de réduction de consommation d'électricité du secteur résidentiel à l'aide des multiprises coupe-veille, une variante du scénario *100% EnR* a été évaluée : dans laquelle le modèle a la possibilité de recourir à ces technologies moyennant un coût d'investissement (2.5.3). Au vu du coût de l'électricité (coût de production et coût d'acheminement) du scénario *100% EnR*, l'optimisation a conduit à installer des multiprises coupe-veille dans l'ensemble des ménages réunionnais utilisant une télévision et/ou un ordinateur.

Les multiprises coupe-veille permettent de réduire la consommation du secteur résidentiel d'environ 2%, soit **55 GWh par an**. Pendant la nuit, près de 2% de la puissance appelée peut être réduite à l'aide de ces multiprises dans le scénario *100 % EnR*. La figure 4.10 présente les courbes de charge des scénarios sans et avec recours potentiels aux multiprises coupe-veille disponibles pour les ménages réunionnais pour les deux journées type d'été¹⁸ en 2030 (jour ouvré et week-end).

15. Aucune hypothèse de gain d'efficacité des appareils de climatisation n'est prise en compte, seule l'évolution du taux d'équipement des logements réunionnais suivant leur catégorie de logement (C1 à C16 - voir Tableau 2.2).

16. Pour rappel, nous avons considéré 16 catégories de logement suivant le nombre de personnes par ménage, le type d'habitation et la surface du logement

17. Pour rappel, l'implémentation de ces multiprises coupe-veille dans le modèle TIMES-Réunion est explicitée à la Section 2.5.3.

18. Les équipements bruns pouvant bénéficier d'une multiprise coupe-veille dans le modèle TIMES-Réunion sont utilisés de manière similaire entre les deux saisons. La variation de la courbe de charge entre les journées d'été et de période sucrière est donc presque équivalente. Les figures relatives à la période sucrière sont toutefois fournies à l'annexe D (Figure D.1).

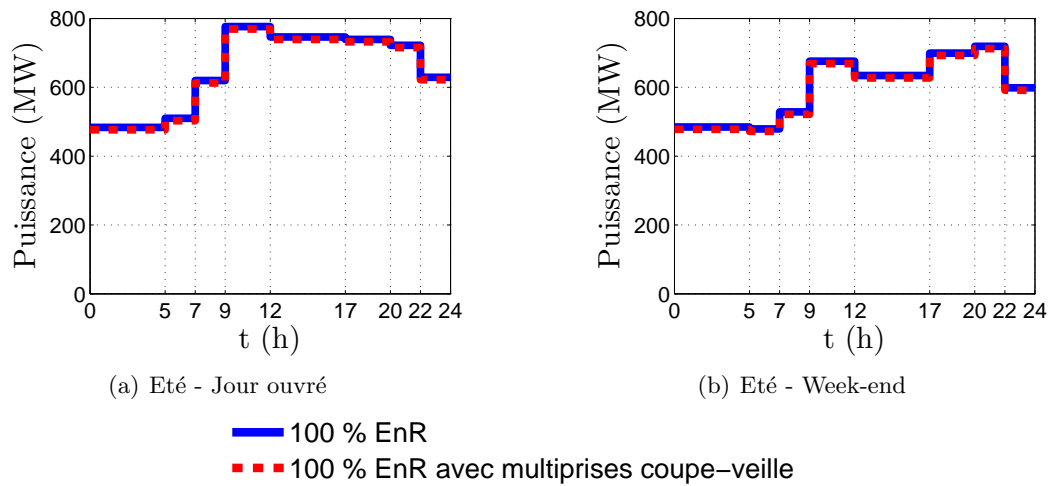


Figure 4.10. Courbes de charge d'une journée type en été 2030 (jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % EnR sans et avec recours potentiel à des multiprises coupe-veille.

4.3.3 Les ampoules basse consommation

Une autre variante du scénario 100 % EnR correspondant à l'introduction de type d'ampoules supplémentaires a également été évaluée. Dans ce scénario, une durée de vie a été attribuée à l'ensemble des ampoules et de nouvelles technologies d'ampoule ont été définies. Pour pouvoir assurer la demande d'éclairage résidentiel, le modèle pouvait substituer aux anciennes ampoules des ampoules basse consommation. La figure 4.11 présente les courbes de charges des deux journées type d'été en 2030.

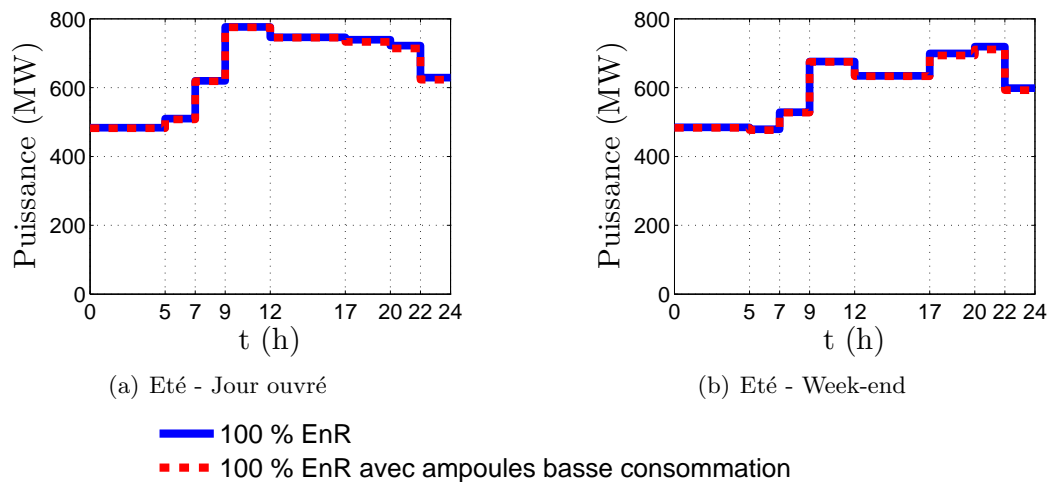


Figure 4.11. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % EnR sans et avec l'utilisation potentielle d'ampoules basse consommation.

Bien que la consommation soit presque réduite de moitié en remplaçant les anciennes ampoules par des lampes basse consommation, cela ne représente qu'une réduction de la consommation résidentielle réunionnaise d'environ 1%, soit **0,5%** de la production électrique totale.

4.3.4 Le gros électroménager de classe énergétique supérieure

La dernière mesure d'efficacité énergétique implémentée dans le modèle TIMES-Réunion correspond à la variante où le modèle peut procéder au remplacement des appareils électroménagers énergivores par des appareils de classe énergétique supérieure¹⁹. Pour les équipements de froid (réfrigérateur et congélateur), le modèle peut alors choisir entre des équipements allant de la classe A+ à la classe A+++ (les classes inférieures étant sorties de la vente), pour les équipements de lavage, ils varient entre la classe C et la classe A+++ (voir Section 2.5.1). Les prix liés à l'achat de ces équipements d'électroménager correspondent à une moyenne de prix sur une cinquantaine d'équipements disponibles sur le marché²⁰.

La figure 4.12 présente les courbes de charge du scénario *100 % EnR* sans et avec renouvellement potentiel des équipements électroménagers. Bien que les coûts de production d'électricité (issue uniquement de production renouvelable en 2030) soient plus importants dans ce scénario²¹, peu d'appareils électroménagers sont remplacés par des appareils de classe énergétique supérieure (Figure 4.13). Dans une enquête réalisée par l'UFC Que Choisir en 2010 [161], l'organisation avait signalé que les prix d'achat de gros équipements électroménagers n'étaient pas assez compétitifs avec les coûts d'utilisation (électricité) des équipements plus énergivores. Bien que l'investissement dans certains équipements de classe énergétique A+++ puisse être rentabilisé par une consommation moindre d'électricité, la moyenne des prix d'achats ne reflète pas cette idée. Ainsi, nous avons cherché à évaluer dans quelle proportion la différence de prix moyens entre les équipements de différentes classes énergétiques devrait diminuer pour rendre les équipements les plus efficaces compétitifs face aux équipements énergivores.

Deux autres variantes du scénario *100 % EnR* ont été étudiées, l'une où la différence de prix a été divisée par deux²², une seconde où la différence de prix a été divisée par quatre. Cette dernière variante est également présentée à la figure 4.12 et comparée aux variantes sans renouvellement des équipements électroménagers et avec renouvellement et conservation des prix moyens observés.

On observe sur la figure 4.12 les différences entre les trois variantes : la puissance appelée est réduite pendant l'ensemble des tranches horaires. Cette diminution provient d'une réduc-

19. Les durées de vie des équipements existant sont prises en compte dans le modèle. L'ensemble sera donc remplacé au cours de l'horizon de temps évalué.

20. Les prix issus du marché métropolitain ont été multipliés par un indice de prix prenant en compte la différence des prix entre la métropole et l'île de la Réunion. Cet indice est issu des données de l'INSEE.

21. La composante liée à l'acheminement est supposée constante en première approximation bien que l'intégration de plus de production intermittente renouvelable dans le système électrique devrait entraîner une augmentation de ces coûts.

22. Les résultats pour cette variante sont présentés à l'annexe D

tion de la consommation électrique résidentielle en 2030 de **4,3 %** avec les prix actuels²³ et de près de **8,8 %** avec le réajustement opéré sur les prix (différence entre les prix divisée par quatre)²⁴. La figure 4.13 reprend la répartition des classes énergétiques des congélateurs suivant la catégorie de logement C3 (Tableau 2.2).²⁵

Le nombre de personnes constituant un ménage est un critère déterminant pour la consommation des appareils électroménagers dudit ménage. Les ménages composés de moins de personnes utilisent des appareils de froid de plus petite taille et ont recours moins fréquemment à leurs appareils de lavage. Ainsi, il est moins intéressant pour ces ménages d'utiliser des appareils de même taille mais de classe énergétique supérieure.

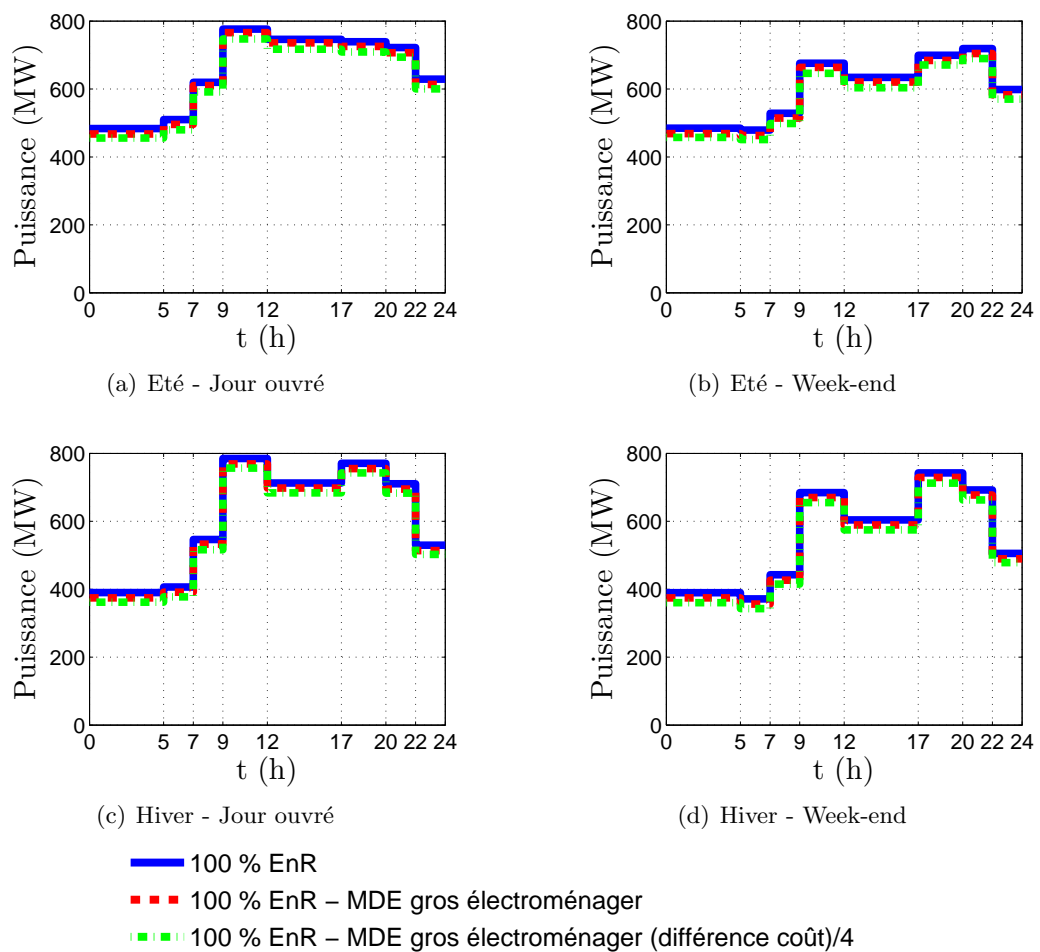


Figure 4.12. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % EnR sans et avec recours potentiel à des équipements électroménagers de classe supérieure.

23. Le remplacement des équipements utilisés - contraint par une durée de vie- conduit à une réduction de la consommation du fait que la moyenne des prix des appareils de leur classe énergétique soit inférieure à celle de la plus faible classe énergétique disponible aujourd'hui dans les magasins.

24. En divisant la différence entre les prix par deux, la réduction de consommation électrique résidentielle en 2030 par rapport à la variante sans prise en compte de nouveaux appareils électroménagers est de **5,5 %**.

25. Des figures équivalentes pour les appareils de froid et les lave-vaisselle et sèche-linge sont données à l'annexe D.

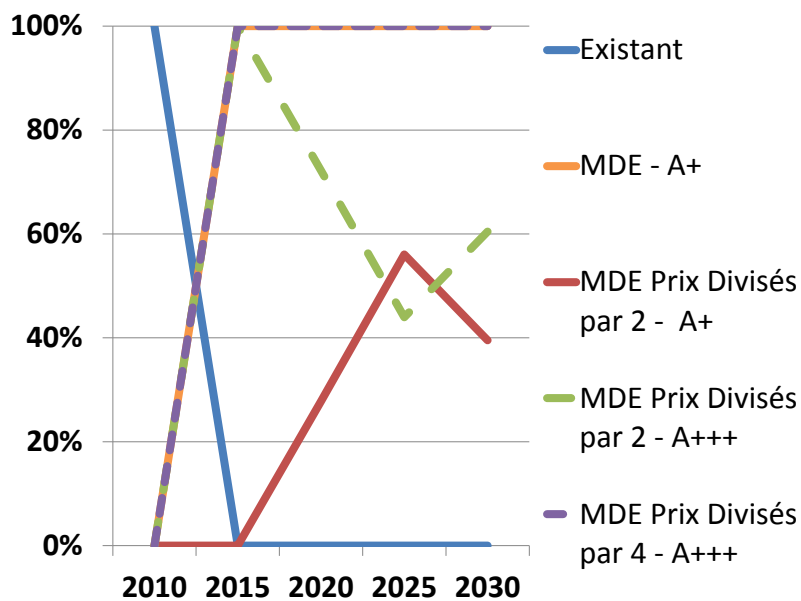


Figure 4.13. Répartition des congélateurs de différentes classes énergétiques pour la catégorie de logement C3. Le scénario MDE correspond à la mise en place des prix observés sur le marché, les deux autres scénarios correspondent à une division de la différence des prix par 2 et par 4.

4.3.5 Impact des stratégies d'efficacité énergétique tous secteurs

Comme cela avait été expliqué dans le second chapitre, les programmes d'efficacité énergétique ont été implémentés uniquement pour le secteur résidentiel. Cependant, nous avons utilisé pour les secteurs tertiaire et industriel le scénario de demande *MDE* d'EDF-SEI reprenant une évaluation de la consommation électrique dans l'ensemble des secteurs tenant compte de l'impact potentiel des mesures d'efficacité énergétique, en renseignant une demande exogène différente de celle utilisée dans les variantes précédentes. Ce scénario nous permet d'évaluer dans quelle mesure les programmes d'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs permettront de contribuer à une réduction de la consommation d'électricité. Les figures 4.14 représentent les courbes de charge des journées type en 2030 sans et avec implémentation de l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique pour tous les secteurs.

On peut observer que l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel conduit à une forte réduction de la puissance appelée à chaque tranche horaire. Lorsque l'ensemble des mesures décrites dans les paragraphes précédents sont introduites ensemble dans le modèle, le gain total sur la consommation est réduit de 0,1 % environ par rapport à la somme des gains pour chacune de ces mesures considérées séparément. En effet, certaines de ces mesures rentrent alors en compétition les unes avec les autres, les moins compétitives n'étant alors pas retenues. Toutefois, en ce qui concerne les réductions en termes de puissance installée que permettent les mesures d'efficacité énergétique, la différence entre le cas où les mesures sont considérées séparément et celui où elles sont toutes prises conjointement est bien plus importante. Dans le premier cas la réduction de capacité installée

atteindrait 20 % par rapport au scénario 100 % *EnR* alors que dans la variante prenant en compte toutes ces mesures de MDE pour le secteur résidentiel, la puissance installée n'est réduite que de 12 %. Par ailleurs, l'ajout des mesures d'efficacité énergétique dans les secteurs tertiaire et industriel conduit à accentuer cette réduction, et ce pour les quatre journées type étudiées. L'ensemble des mesures déclinées tous secteurs conduit à une réduction de 14 % de la puissance totale installée.

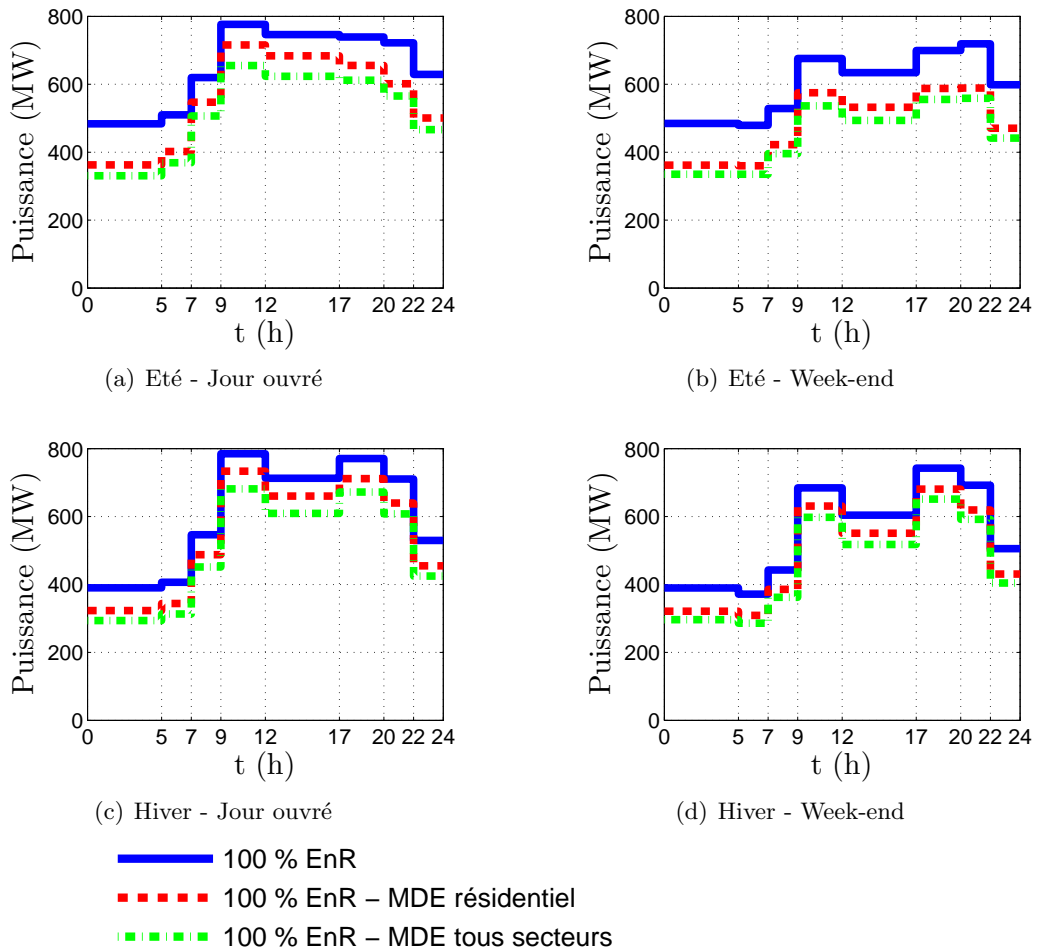


Figure 4.14. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % *EnR* sans et avec l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel et pour l'ensemble des secteurs.

4.4 Effet de la modulation de la demande

La modulation de la demande devrait permettre d'aplanir la courbe de charge, comme indiqué au chapitre 2, afin d'optimiser au mieux le fonctionnement du parc de production. Elle devrait également réduire la capacité totale installée en lissant la puissance de pointe, qui dimensionne le parc à installer. À nouveau, nous avons évalué des variantes du scénario

100 % *EnR* pour établir dans quelle mesure l'optimisation de la charge pouvait diminuer la puissance totale installée. Dans un premier temps, nous avons autorisé uniquement les usages résidentiels (Eau Chaude Sanitaire (ECS), lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle) à participer au report longue durée (« load-shifting ») (Section 2.6). La figure 4.15 montre comment la courbe de charge peut être modifiée par la mise en place d'une modulation de la demande de certains équipements résidentiels.

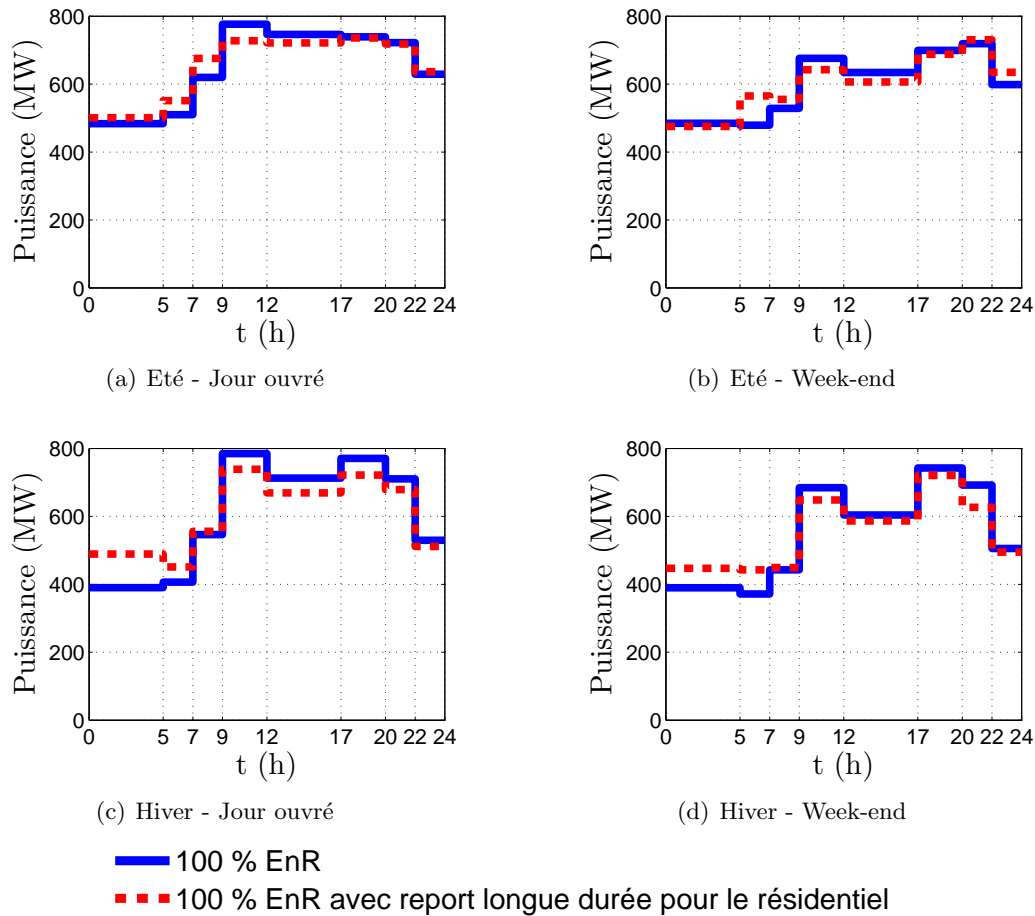


Figure 4.15. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % *EnR* sans et avec modulation potentielle de la demande résidentielle pour 4 usages (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle et ballons d'eau chaude).

L'optimisation de la charge pour les quatre équipements modulés ne permet pas de réduire la consommation globale, les demandes électriques modulées étant identiques aux demandes initiales, mais il permet de réduire la capacité de production installée de **5.4 %**. De plus, cette modulation de la charge permet de limiter les variations du coût marginal selon les différentes tranches horaires. Le modèle peut ainsi optimiser au mieux le parc de production, utilisant les centrales de production au maximum de leur capacité installée. Ainsi, on retrouve l'effet escompté où la modulation de la demande aplanit la courbe de charge.

Enfin, l'ensemble des charges participant au report « longue durée » des secteurs résidentiel et tertiaire ont été prises en compte. La modulation de la charge est ici beaucoup plus importante, comme le montre la figure 4.16. Par ailleurs, la réduction de la puissance installée est cette fois-ci de **11 %**.

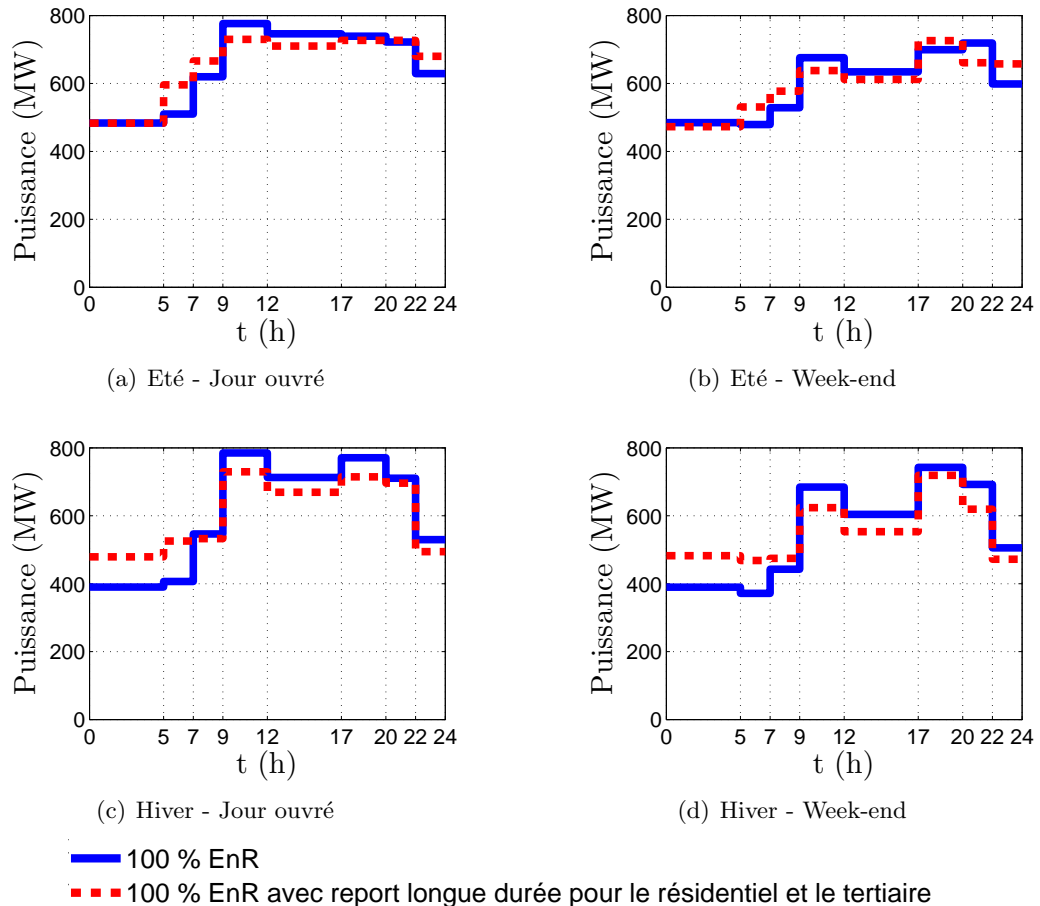


Figure 4.16. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % EnR sans et avec modulation de la demande résidentielle et tertiaire.

4.5 Impact du peak clipping sur la capacité totale installée

La dernière stratégie de gestion de la demande que nous avons prise en compte dans cette étude est le report « courte durée » de la demande, *peak clipping*. Cette stratégie fait participer certaines technologies de demande des secteurs résidentiel et tertiaire (équipements de froid, climatisation, chauffage, ventilation) au surdimensionnement nécessaire du système²⁶. Le report « courte durée » ne va donc pas modifier la courbe de charge de demande mais

²⁶. Pour rappel, la capacité totale installée doit excéder de plus de 69 % la puissance de pointe des journées type considérées.

4.5 Impact du peak clipping sur la capacité totale installée

contribuer uniquement à réduire la puissance totale installée du parc réunionnais. Le report courte durée de l'ensemble des usages considérés pour le secteur résidentiel permet ainsi de réduire la puissance installée de 4 %. Si on considère à la fois les usages résidentiel et tertiaire, la réduction de puissance installée atteint **6.3 %**.

La figure 4.17 compare les résultats obtenus pour différentes variantes du scénario *100 % EnR*. La première variante considérée ici permet le recours potentiel à l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique pour le résidentiel et comprend les demandes exogènes du scénario *MDE* d'EDF-SEI pour les secteurs tertiaire et industriel. La seconde comprend le recours potentiel à l'ensemble des mesures de gestion de la demande : efficacité énergétique (de la même façon que la première variante) ainsi que les « reports longue et courte durée » pour les secteurs résidentiel et tertiaire.

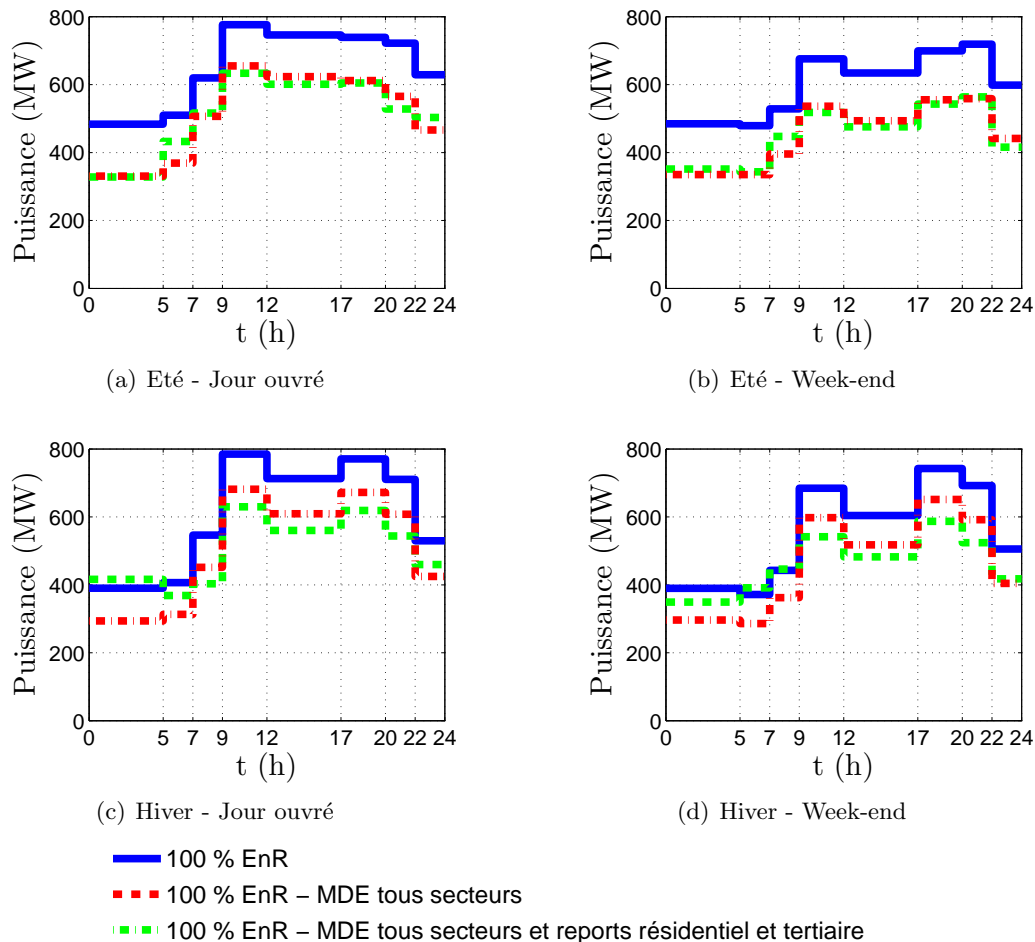


Figure 4.17. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario *100 % EnR* sans et avec recours potentiel à l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique modulation et avec recours potentiel à l'ensemble des mesures de gestion de la demande.

Les reports « longue et courte durée » contribuent uniquement à réduire la puissance totale installée mais ne modifient pas la consommation sur une journée.

A nouveau, la somme des bénéfices potentiels de chacune de ces stratégies de gestion de la demande intégrées dans le modèle donne une réduction de puissance installée par rapport au scénario *100 % EnR* de **31.3 %** (14 % pour l'efficacité énergétique tous secteurs, 11 % pour le « report longue durée » et 6.3 % pour le « report courte durée »), ce qui est supérieure à la réduction de puissance installée obtenue soit **25 %** lorsque l'ensemble de ces stratégies sont mises en œuvre conjointement. Cela provient de la concurrence de ces stratégies entre elles, certaines étant plus compétitives que d'autres et donc choisies en priorité lorsqu'il est possible de recourir à l'ensemble de ces stratégies.

4.6 Evaluation de la fiabilité dans un scénario 100 % renouvelable

Nous avons évalué l'indicateur de réserve cinétique (Equation 3.6) des trois scénarios étudiés, et de la variante du scénario *100 % EnR* permettant l'appel à l'ensemble des mesures de gestion de la demande : efficacité énergétique pour tous les secteurs, « reports longue et courte durée » dans le secteur résidentiel et tertiaire. La figure 4.18 montre l'évolution de l'indicateur de réserve cinétique à la tranche horaire de plus forte demande (*ETEWDD2* - Journée ouvrée en été sur la période 9h à 12h).

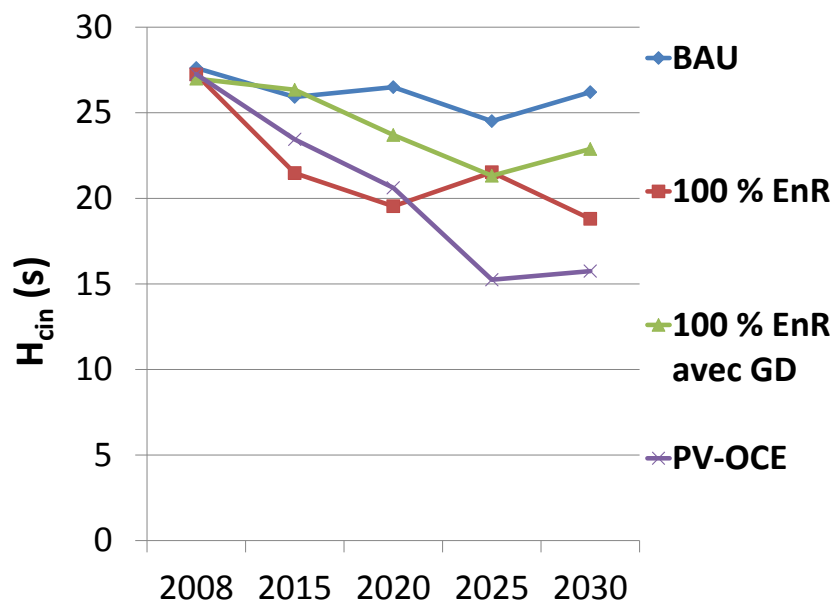


Figure 4.18. Evolution de l'indicateur H_{cin} pour la tranche horaire *ETEWDD2* de 2008 à 2030 dans les scénarios *BAU*, *100 % EnR*, *100 % EnR* avec implémentation de l'ensemble des mesures de gestion de la demande et *PV-OCE*.

On observe qu'au fil des années :

- Les investissements réalisés dans le scénario *BAU* permettent de maintenir la réserve cinétique à un niveau presque équivalent au niveau de 2008 (considéré comme notre niveau de référence).
- L'indicateur de réserve cinétique se dégrade dans les scénarios de mix électrique 100 % renouvelable en 2030 (*100 % EnR* et *PV-OCE*).
- Les niveaux de réserve cinétique dans le scénario *100 % EnR* sont plus importants que dans le scénario *PV-OCE*. Pour rappel, nous avons considéré que les énergies intermittentes (solaire photovoltaïque, éolien et énergie houlomotrice) ne participaient pas à la réserve cinétique. Or, le premier est contraint par une limite d'activité issue des énergies intermittentes fixée à 30 %. Cette contrainte va donc conduire à différencier les niveaux de réserve des deux scénarios, notamment après 2020.
- Hormis en 2025, la modulation de la demande (*100 % EnR - report longue durée (LD)*) conduit à une augmentation de l'indicateur H_{cin} . La mise en place de l'ensemble des mesures de gestion de la demande (*100 % EnR - gestion de la demande (GD)*) contribue donc à rehausser l'indicateur, sans pour autant garantir les niveaux du scénario *BAU*.

L'indicateur de réserve cinétique étant le rapport entre l'énergie cinétique stockée dans le système à un instant t et 20 % de la production appelée (i.e. 20 % de la demande et des pertes sur les réseaux), la tranche horaire de plus forte demande ne constitue pas nécessairement le cas le plus critique que nous pourrions observer vis-à-vis de la fiabilité. La figure 4.19 présente l'évolution de l'indicateur au cours des quatre journées type en 2030 pour trois des scénarios considérés précédemment (*BAU*, *100 % EnR* et *PV-OCE*). A nouveau, on observe une chute de l'indicateur dans les scénarios 100 % renouvelables par rapport au niveau obtenu dans le scénario *BAU* mais qui est nettement plus marqué dans le cas du scénario *PV-OCE*.

La réserve cinétique peut diminuer de façon importante par rapport au scénario *BAU* - dans un rapport de plus de 2,5 fois - particulièrement pendant les heures de la journée où la majorité de la production d'électricité est issue des énergies intermittentes (près de 60 % en été durant les heures de l'après-midi dans le scénario *PV-OCE*). Afin de maintenir ces niveaux de réserve à des valeurs plus élevées, une des possibilités est de limiter l'activité instantanée issue de sources de production intermittente. Comme déjà évoqué précédemment, la législation actuellement en vigueur sur l'île de la Réunion contraint à limiter la part d'activité des sources de production intermittente à 30 %. Cette législation considérée dans le scénario *100 % EnR* ne permet pas de contenir les niveaux de réserve à celui de référence²⁷. De plus, les différentes variantes du scénario *100 % EnR* correspondant aux mesures d'efficacité énergétique considérées conduisent généralement, en moyenne sur l'ensemble des tranches horaires, à réduire la réserve cinétique, accentuant d'autant plus les réductions les plus grandes.

27. Il en est de même pour les mesures de gestion de la demande : elles ne permettent pas de garantir un niveau de fiabilité équivalent à celui de référence. Notons enfin que l'implémentation du report longue durée seul conduit à rehausser les niveaux de réserve à certaines tranches horaires mais également à les réduire à d'autres.

Une autre possibilité consiste à contraindre directement l'indicateur de réserve cinétique à se maintenir constamment au-dessus d'une valeur de référence, sans imposer de limites de production intermittente.

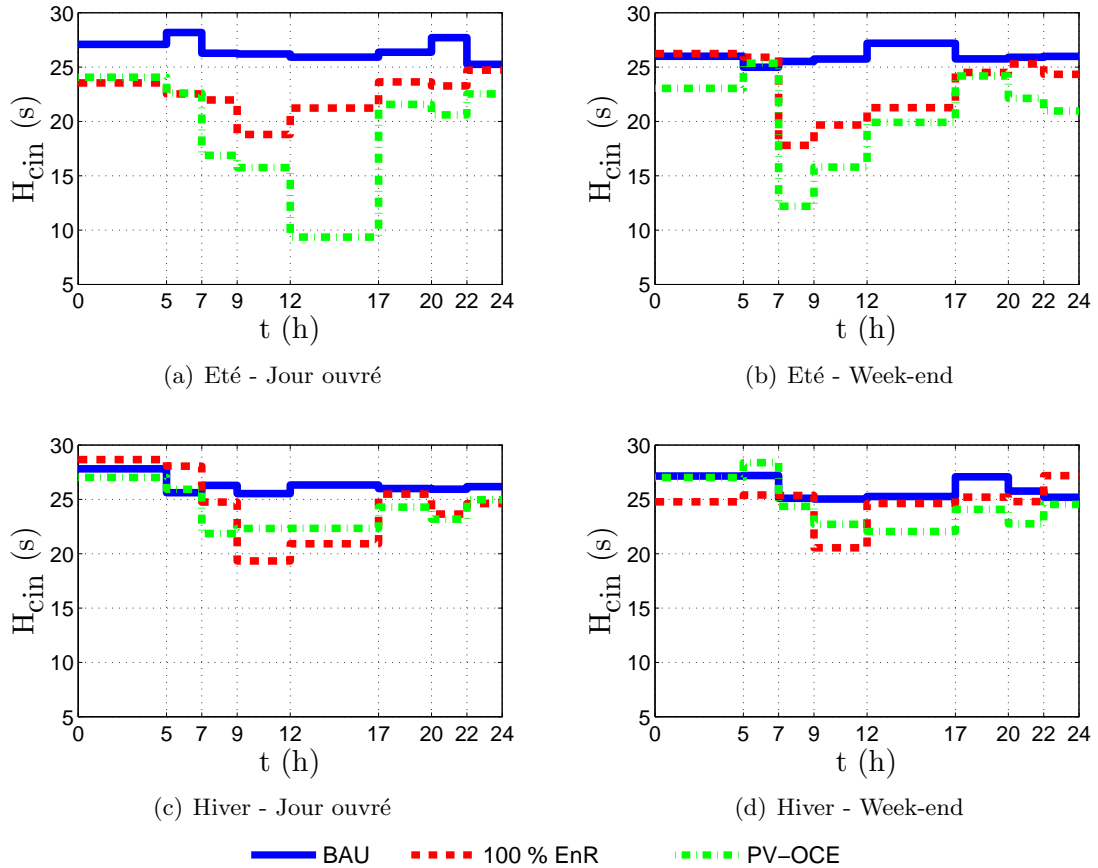


Figure 4.19. Evolution de l'indicateur de réserve cinétique au cours des quatre journées type pour les scénarios *BAU*, *100 % EnR* et *PV-OCE*.

4.7 Contrainte sur la fiabilité du système

L'implémentation de l'indicateur de réserve cinétique dans le modèle TIMES-Réunion nous a permis de le contraindre à être toujours supérieur à une valeur de référence (Equation 3.25). La valeur de référence que nous avons choisie correspond à la plus petite valeur de l'indicateur cinétique pour des journées type de 2008 et de 2010, soit 25.5 secondes. Cette contrainte est imposée tout au long de l'horizon et pour l'ensemble des tranches horaires considérées. La figure 4.20 compare les niveaux de réserve des journées type pour les scénarios *BAU*, *PV-OCE* et *PV-OCE-FIA*. Le scénario *PV-OCE-FIA*, qui reprend les potentiels et les capacités inférieures d'installation d'énergie renouvelable du scénario *PV-OCE*, est contraint d'avoir l'indicateur de réserve cinétique supérieur à 25.5 secondes. On observe que la contrainte est bien respectée, le niveau de réserve étant toujours supérieur à la valeur critique imposée. On peut également noter qu'en contraignant l'indicateur de fiabilité cinétique dans le scénario

PV-OCE-FIA, il reste même supérieur, pour la plupart des tranches horaires, aux niveaux du scénario *BAU*.

Aucune limite d'énergie intermittente n'a été imposée dans le scénario *PV-OCE-FIA*, ce qui nous permet d'estimer la part maximale de production issue d'énergie renouvelable intermittente qui permettrait de conserver un niveau suffisant de réserve cinétique à tout instant. La figure 4.21 présente les mix de production des quatre journées type. On observe que la part d'énergie renouvelable peut atteindre **60 %** (durant la journée en été) de la production. Par ailleurs dans ce scénario *PV-OCE-FIA*, nous avons également considéré que tous les moyens de production - à l'exception des moyens de production intermittente - avaient un facteur de disponibilité de 80 %, ce qui nous permettait de représenter les niveaux de réserve primaire²⁸. Toutefois la contrainte de réserve cinétique et le facteur de disponibilité lié à la réserve primaire nécessitent de réaliser des investissements supplémentaires : **9.4 %** de capacités supplémentaires sont nécessaires par rapport au scénario *PV-OCE*.

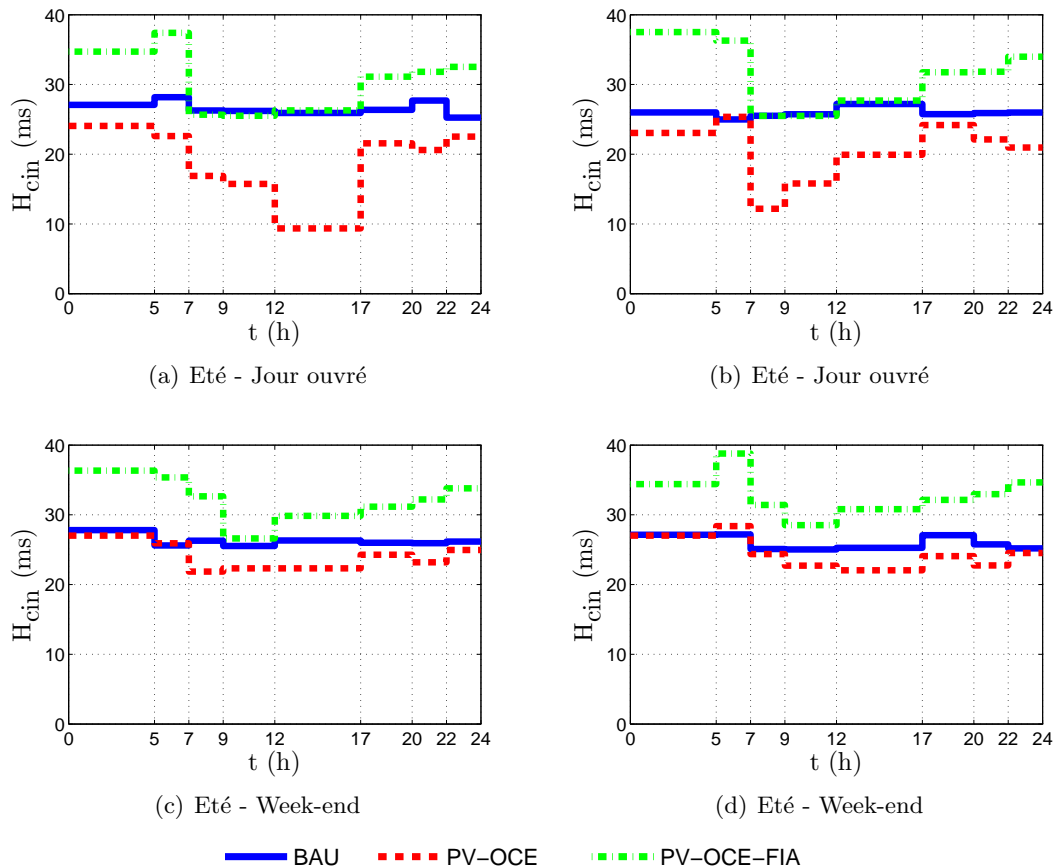


Figure 4.20. Evolution de l'indicateur de réserve cinétique au cours des quatre journées type suivant les scénarios *BAU*, *PV-OCE* et *PV-OCE-FIA*.

²⁸. Pour rappel, à l'île de la Réunion, l'ensemble des moyens doivent mettre 20 % de leur capacité à disposition de la réserve primaire (voir Section 3.5).

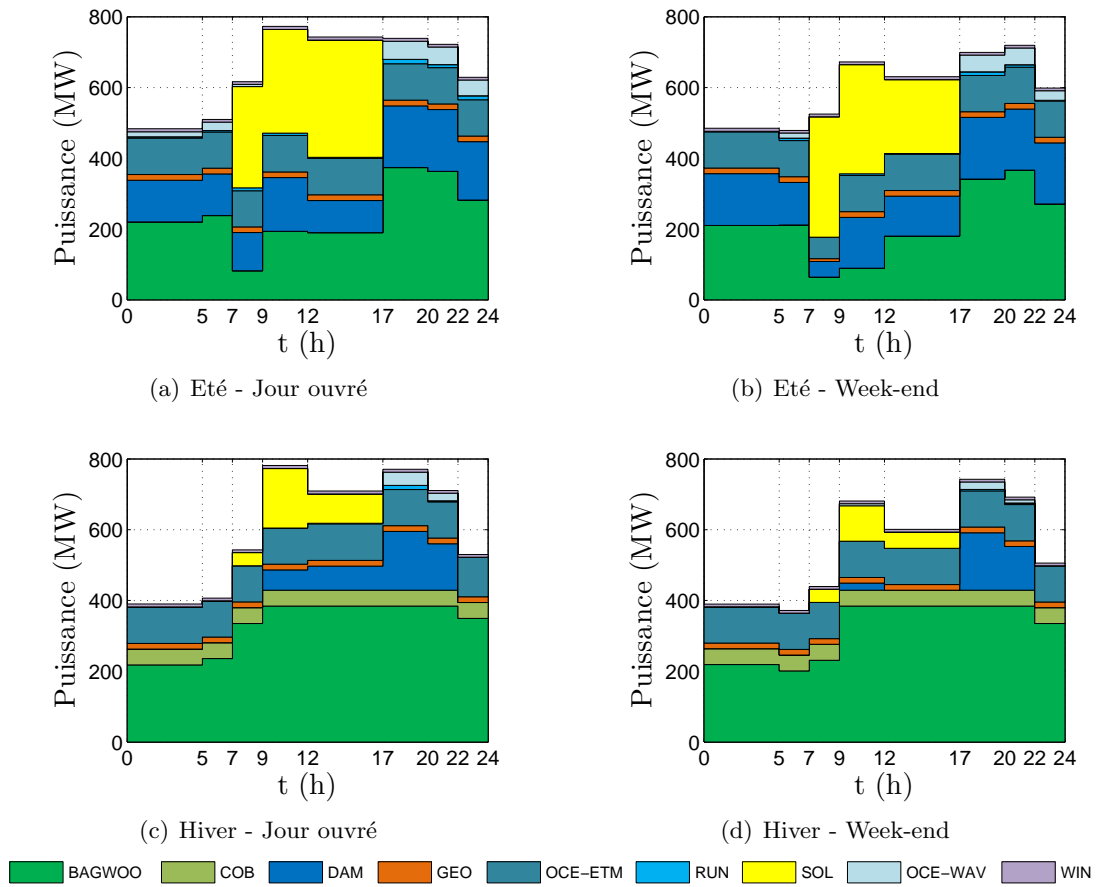


Figure 4.21. Courbes de charge pour les quatre journées type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par moyen de production dans le scénario *PV-OCE-FIA*.

4.8 Vers un optimum global

L'objectif de cette thèse étant d'évaluer quels pourraient être les bénéfices issus de l'implémentation de plusieurs fonctionnalités des *Smart Grids*, nous avons établi un dernier scénario (*PV-OCE-FIA-OPT*) prenant en compte les caractéristiques suivantes :

- hypothèses de puissance installée minimale des différents moyens de production renouvelable identiques à celle du scénario *PV-OCE* ;
- mise en place des mesures d'efficacité énergétique dans les secteurs tertiaire et industriel²⁹ ;
- possibilité de recourir aux mesures d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel et réduction des différences de prix entre les appareils de gros électroménagers de différentes classes énergétiques ;
- possibilité de recourir aux stratégies de reports « longue et courte durée » ;

²⁹. Pour rappel, dans les secteurs tertiaire et industriel, la prise en compte des mesures d'efficacité énergétique correspond à l'utilisation des niveaux de demande évalués dans le scénario *MDE* d'EDF-SEL.

- prise en compte des technologies de stockage mais uniquement pour contribuer à la réserve cinétique comme présenté à la section 3.4.3 (Equation 3.26).

Pour les technologies de stockage, nous avons pris en considération la batterie NaS déjà en place sur l'île. Nous avons également pris comme hypothèse que la filière du stockage d'énergie par air comprimé ne serait pas utilisée sur le territoire réunionnais. Les technologies de stockage retenues sont donc : les volants d'inertie, les batteries Lithium-ion, les batterie NaS, les batteries plomb-acide, les supercondensateurs et les batteries à circulation.

La prise en compte de l'ensemble de ces technologies et fonctionnalités nous permet de réduire la capacité totale installée tout en contraignant le niveau de l'indicateur de réserve cinétique et en limitant l'activité des moyens de production - à l'exception des productions intermittentes - pour tenir compte de leur participation à la réserve primaire. Cette dernière variante permet de réduire de 6 % la capacité totale installée par rapport au scénario *PV-OCE*. Les mix de production des quatre journées type sont représentés à la figure 4.22.

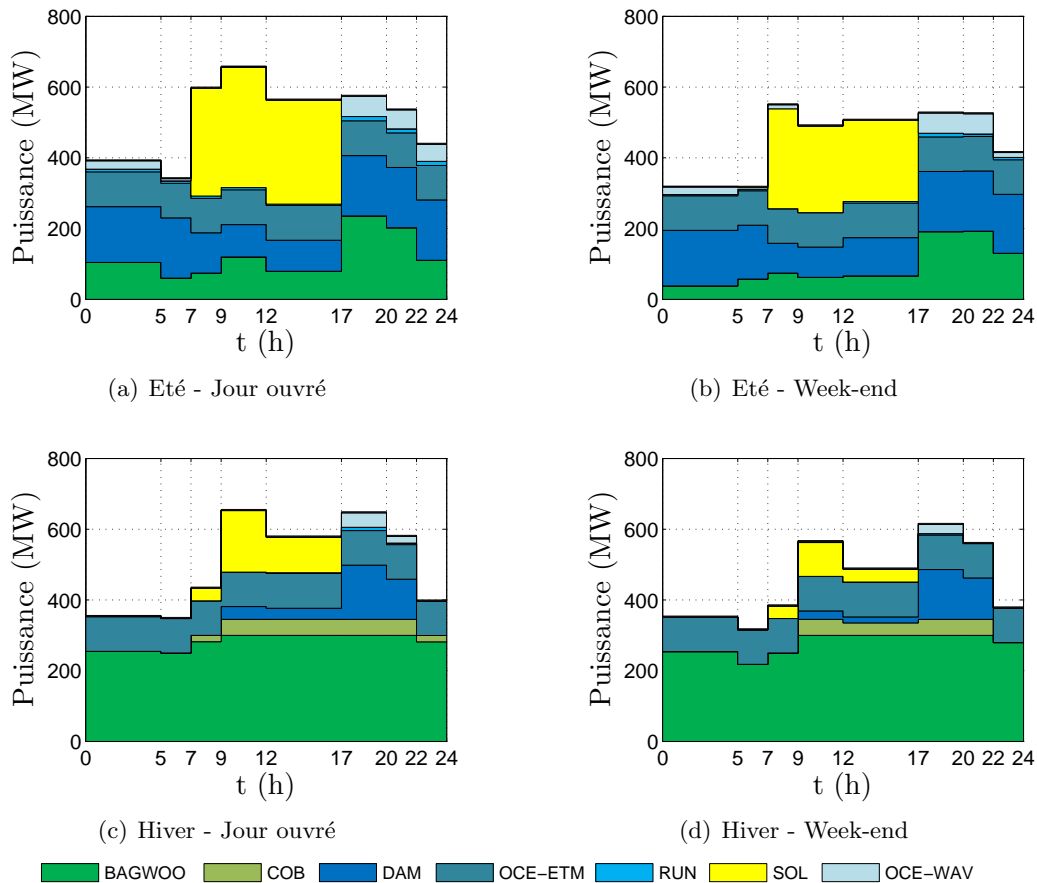


Figure 4.22. Courbes de charge pour les quatre journées type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) par moyen de production pour le scénario *PV-OCE-FIA-OPT*.

Ce dernier scénario montre que les fonctionnalités *Smart Grids* permettent de satisfaire certaines exigences de fiabilité du système électrique (réserves cinétique et primaire). Les

moyens de production intermittents ne participant pas, dans le modèle, à la réserve primaire³⁰, celle-ci risquerait de diminuer avec l'augmentation de la production renouvelable intermittente dans le mix électrique. Toutefois, cette tendance pourrait être contenue en installant des dispositifs de stockage conjointement à ces moyens de production de façon à leur permettre de participer au réglage de fréquence. C'est par exemple ce qui a été prévu dans les appels d'offre lancés par le gouvernement français sur la construction d'installations éoliennes (en 2010) ainsi que photovoltaïques (en 2011) dans les territoires insulaires (Corse et DOM) [159].

Différentes solutions, combinaisons de fonctionnalités *Smart Grids* et de moyens de production renouvelable, se distinguant par leur coût et par le niveau de fiabilité du système électrique qu'elles permettent de maintenir, s'offrent donc à l'île de la Réunion pour satisfaire son objectif d'indépendance énergétique.

30. Ces moyens de production ne sont pas contraints par un facteur de disponibilité de 80 %

Conclusion

Les apports de l'étude pour la modélisation des *Smart Grids*

Dans le cadre des débats sur la transition, qu'elle soit énergétique ou écologique, nombre de solutions sont avancées pour répondre à la fois aux questions climatiques et aux enjeux énergétiques. Parmi elles, l'implémentation des *Smart Grids* suscite aujourd'hui un grand intérêt. Cependant, la plupart des études réalisées pour évaluer la possible contribution des *Smart Grids* à la résolution des défis énergétiques (émissions de GES, croissance de la demande, etc.) sont généralement des analyses coûts-bénéfices, ne permettant pas d'arbitrer entre les différentes fonctionnalités qui leur sont associées. Ces études quantifient l'ensemble des bénéfices issus de l'implémentation des *Smart Grids* en additionnant les bénéfices propres à chacune des fonctionnalités identifiées sans tenir compte de leurs possibles interactions.

Dans ce travail, nous avons implémenté dans une approche de long terme différentes fonctionnalités propres aux *Smart Grids* permettant d'évaluer ces possibles interactions et de connaître ainsi les bénéfices liés à chacune d'entre elles séparément, ou bien conjointement au travers de bouquets de solutions.

Nous avons conduit ces évaluations en utilisant l'île de la Réunion comme cas d'étude. L'ambition d'autonomie énergétique de l'île à l'horizon 2030 à travers l'implémentation d'un système électrique 100 % renouvelable, en fait un territoire particulièrement pertinent pour tester les bénéfices potentiels des technologies *Smart Grids*. La méthodologie développée et appliquée au cas de la Réunion est toutefois reproductible pour n'importe quelle région moyennant la disponibilité des données. La représentation de la modulation de la demande (« load-shifting » et « peak clipping ») telle que présentée dans ce manuscrit (Chapitre 2) a été utilisée dans le modèle TIMES-France, qui porte sur le territoire de la France métropolitaine, par Ghalem Allai lors de son stage professionnalisant dans le cadre du mastère spécialisé OSE [162]. Les résultats issus de cette étude sont très différents de ceux obtenus pour l'île de la Réunion, du fait notamment de niveaux de demande et d'habitudes de consommation distinctes entre la métropole et la Réunion et à des politiques énergétiques spécifiques contraignant chacune des régions à envisager des hypothèses spécifiques pour le déploiement de nouvelles capacités. Nous avons noté par exemple que le nouveau potentiel pour une modulation de la demande liée aux ballons d'eau chaude électriques est peu important en France métropolitaine, puisque la majorité des cumulus sont déjà asservis depuis un certain temps par EDF pour être utilisés aux heures creuses. Au contraire, à l'île de la Réunion, sur l'échantillon considéré, où seuls 33 % des logements équipés d'un ballon d'eau chaude électrique possèdent un dispositif d'asservissement, le potentiel est bien plus élevé. Dans notre étude, le secteur industriel, ayant une faible participation à la consommation électrique totale sur l'île de la Réunion - conjugué

à la difficulté de collecter des données -, il a été pris en compte pour les stratégies d'efficacité énergétique via le scénario *MDE* d'EDF-SEI. Et comme les stratégies de gestion de la demande sont aujourd'hui déployées au niveau des secteurs industriel et dans une moindre mesure tertiaire, il est intéressant d'évaluer le potentiel théorique que l'on pourrait obtenir de la mise en place des technologies *Smart Grids* dans les ménages. Dans le cadre de l'étude liée à la métropole à l'aide du modèle TIMES-France, il a été considéré que la quasi totalité du gisement lié au secteur industriel était déjà exploitée et qu'il n'était donc pas nécessaire de le prendre en compte.

Par ailleurs, bien que nous nous soyons appuyés sur une désagrégation très importante de la consommation électrique résidentielle, la méthodologie mise en place pour la modulation de la demande pourrait également être généralisée, en distinguant uniquement la consommation globale des usages pouvant participer à du report longue-durée et celle des usages pouvant participer à du report courte-durée. Enfin, l'implémentation de l'indicateur de fiabilité détaillée dans le chapitre 3 peut être utilisée pour d'autres régions pour lesquelles des modèles TIMES spécifiques ont été développés. Toutefois, l'évaluation de l'indicateur de réserve cinétique nécessite de connaître les capacités installées de chaque moyen de production afin de déterminer les caractéristiques qui leur sont propres - leur constante d'inertie H et facteur de puissance $\cos \phi$.

Les principaux enseignements de l'exercice de modélisation prospective

L'étude réalisée nous a permis d'analyser les bénéfices apportés par les stratégies de gestion de la demande, soit implémentées séparément soit conjointement. Le tableau 4.4 compare les résultats obtenus pour les différentes variantes du scénario *100 % EnR*. Il donne les réductions à la fois en terme de consommation mais également en terme de puissance installée que peuvent apporter les mesures d'efficacité énergétique relativement au scénario *100 % EnR*. La dernière variante du scénario *100 % EnR* étudiée prend en compte l'ensemble de ces mesures d'efficacité énergétique. Les résultats obtenus ne correspondent pas à une simple addition des bénéfices potentiels. En effet, les reports longue et courte durée sont liés à des appareils pouvant bénéficier de mesures d'efficacité énergétique. Si l'optimisation conduit à choisir des équipements de classe énergétique supérieure, la possible réduction de puissance installée issue de la mise en œuvre de programmes de modulation de la demande est amoindrie.

Finalement, les stratégies de gestion de la demande envisagées dans notre étude et implémentées dans le modèle TIMES-Réunion peuvent mener en *théorie* à une réduction de la production électrique de près de **20 %** par rapport au scénario *100 % EnR* où le recours potentiel à ces stratégies n'est pas autorisé, mais également à une réduction de puissance installée de **25 %**.

Dans un second temps, nous nous sommes intéressés à l'impact que pouvait avoir un scénario répondant à l'objectif d'indépendance énergétique sur la fiabilité du système électrique au regard de l'indicateur de réserve cinétique développé dans le chapitre 3. Les scénarios

Variante du scénario 100% EnR	Réduction de production d'électricité	Réduction de puissance installée
Isolation	7.2%	8.5%
Multiprises coupe-veille	1.1%	1.7%
Ampoules basse consommation	0.5%	1.9%
Electroménagers	2.3%	6.9%
Electroménagers (différence de prix divisée par 4)	4.7%	8.2%
MDE - tous secteurs	19.9%	14%
Report longue durée - résidentiel et tertiaire	-	11.1%
Report courte durée - résidentiel et tertiaire	-	6.30%
Gestion de la demande - tous secteurs, toutes mesures	19.70%	25%

Tableau 4.4. Comparaison des résultats pour chaque variante par rapport au scénario 100 % EnR en terme de réduction de production électrique et de réduction de puissance installée.

100 % EnR et PV-OCE conduisent tous deux à une dégradation de l'indicateur de réserve cinétique. De plus, les variantes du scénario 100 % EnR mentionnées dans le tableau 4.4 contribuent, en moyenne, à aggraver cette dégradation. En contraignant directement le modèle à respecter une limite inférieure de réserve cinétique à chaque tranche horaire évaluée et ce, pour l'ensemble de la période, le système électrique réunionnais peut alors recourir à une part de production intermittente plus élevée, jusqu'à **60 %** de la production électrique totale sur une tranche horaire. De plus, cette variante du scénario PV-OCE, appelée PV-OCE-FIA imposait également aux moyens de production non-intermittente d'utiliser au maximum 80 % de leur puissance nominale, les 20 % restant constituant la réserve primaire du réglage de fréquence. Ces deux contraintes, sur la réserve cinétique et sur la réserve primaire imposent de disposer d'un parc de production de plus grande taille : ce sont près de **10 %** de capacités supplémentaires qui sont alors nécessaires.

Enfin, dans un dernier scénario, nous avons combiné l'ensemble des aspects étudiés, la gestion de la demande (efficacité énergétique et modulation de la demande), les réserves cinétique et primaire de fréquence, ainsi que les technologies de stockage distribué contribuant à la réserve cinétique. L'ensemble de ces mesures permet de réduire la puissance du parc installé par rapport au scénario PV-OCE de 6 % tout en satisfaisant les deux contraintes de fiabilité. Les résultats obtenus avec ce dernier scénario justifie à nouveau de l'intérêt de combiner un ensemble de fonctionnalités dans un même modèle.

Toutefois, il est nécessaire de garder à l'esprit que l'ensemble des résultats obtenus dans cette étude constituent des bases **théoriques** au regard des hypothèses prises³¹. Nous n'avons pas cherché à établir quels seraient les meilleurs programmes de gestion de la demande à

31. Pour rappel, les coûts liés aux technologies de compteurs ou de boîtiers communicants n'ont pas été pris en considération.

mettre en place (subventions ou tarifications dynamiques) pour tirer au mieux profit de ces *gisements théoriques*. Mais cette étude constitue une première étape pouvant permettre de justifier le déploiement de certains *Business Model* quant à l'implémentation des *Smart Grids*.

Les limites de l'étude et perspectives de travaux futurs

Un tel exercice de modélisation prospective présente nécessairement des limites et plusieurs pistes d'amélioration peuvent y être apportées. En premier lieu, le chapitre 4 a présenté les fonctionnalités qui devraient être prises en compte dans le modèle, certaines solutions ayant été volontairement écartées dans le cadre de ce travail comme les potentiels liés au déploiement des véhicules électriques. Ainsi, une perspective intéressante à la suite de ce travail, serait de reconstituer à l'aide de l'enquête *Emploi du Temps* réalisée par l'INSEE, une courbe de charge propre à l'utilisation des véhicules particuliers et à identifier les possibles tranches horaires de rechargement. Il pourrait également être nécessaire de prendre en compte l'acceptabilité de disposer d'un véhicule non entièrement rechargé de façon, a priori, suffisante pour assurer les trajets restants de la journée. Une seconde fonctionnalité qui a été abordée dans cette étude, mais qu'il serait intéressant d'approfondir, est le stockage. En effet, seule la contribution du stockage à la fiabilité du système électrique a été représentée dans le modèle TIMES-Réunion. Il serait donc judicieux de le considérer également dans un rôle d'équilibrage entre l'offre et la consommation en régime permanent (c'est-à-dire en dehors des transitoires du système électrique lors d'aléas sur la production ou la consommation). Par ailleurs, soulignons que les coûts des compteurs intelligents ou de nouvelles technologies de communication (réseaux de communication, serveurs) spécifiques aux *Smart Grids* et à la transmission de données de consommation d'électricité n'ont été pris en compte dans notre approche.

Dans un second temps, le réseau électrique et la manière dont s'insèrent les moyens de production sur ce réseau ne sont actuellement pas bien représentés dans les modèles TIMES, la seule extrapolation des éléments de dynamique liés au réseau étant extrapolée à l'aide des indicateurs présentés dans le chapitre 3. Généralement, seules les pertes liées aux différents niveaux de tension sont représentées dans les modèles, la production d'électricité à ces différents niveaux de tension étant associée à différentes technologies³². Cependant, le déploiement massif de moyens de production utilisant les énergies renouvelables pourrait conduire à des besoins de renforcement du réseau d'électricité (transport et distribution) et à des évolutions nécessaires de ce réseau pour faire face à de nouvelles contraintes. Aussi il est incontournable de traiter des problématiques très spécifiques aux infrastructures de réseau et à leur gestion, qui s'ils sortent du cadre de notre travail constituent le cadre des travaux de recherche d'une thèse du CMA. Ces travaux seraient nécessaires pour améliorer notamment la représentation des coûts d'acheminement considérés comme constants dans le modèle utilisé.

Enfin, bien que les technologies inhérentes au *Smart Grids* ne font partie que du secteur

32. Par exemple, des technologies de panneaux photovoltaïques représentant leur utilisation dans le secteur résidentiel et/ou tertiaire sont associés au réseau basse tension et les centrales thermiques d'une dizaine de MW sont associés au réseau haute tension.

électrique, le déploiement de cette nouvelle façon d'opérer les réseaux de transport et de distribution auront un impact sur l'ensemble de la chaîne énergétique. Il serait donc intéressant de représenter l'ensemble du secteur énergétique pour y évaluer la contribution des *Smart Grids* dans une vision globale (comprenant les possibilités de déploiement des technologies utilisant de l'hydrogène - piles à combustibles, moteurs à hydrogène - et biocarburants pour le transport, les possibilités de combustible dans le résidentiel - biogaz, biomasse électricité d'origine renouvelable, - etc.).

Bibliographie

- [1] International Energy Agency (IEA). Key World Energy Statistics, 2012. 1, 6, 7
- [2] IEA. World Energy Outlook, 2012. 8, 9, 10, 11
- [3] IEA. Medium-term oil market report, 2013. 8
- [4] N. Maïzi. Modélisation prospective et politiques de lutte contre le changement climatique. In *Cours dispensé au mastère OSE*, 2010. 10, 12
- [5] IEA. Energy Technology Perspectives, 2012. 10, 11, 12
- [6] Réseau de transport d'électricité (RTE). Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande. <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/notre-expertise/equilibre-offre-demande/bilan-previsionnel-de-l-equilibre-offre-demande/>. 12
- [7] N. Maïzi. De la dimension infinie à la dimension prospective : variations autour du paradigme d'optimalité, HDR Thesis, 2012. 12
- [8] E. Assoumou. *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français*. PhD thesis, MINES ParisTech, 2006. 12
- [9] J.-M. Cayla. *Les ménages sous la contrainte carbone : Exercice de modélisation prospective des secteurs résidentiel et transports avec TIMES*. PhD thesis, MINES ParisTech, 2011. 12
- [10] M. Drouineau. *Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique*. PhD thesis, MINES ParisTech, 2011. 12, 30, 45, 84, 119
- [11] S. Postic. Energy efficiency solutions for residential and commercial applications in europe. Master's thesis, Mastère OSE - MINES ParisTech, 2012. 12, 13, 29, 78
- [12] S. Bouckaert, S. Selosse, A. Dubreuil, E. Assoumou, and N. Maizi. Analyzing water supply in future energy systems using the TIMES Integrated Assessment Model (TIAM-FR). *Journal of Systemics, Cybernetics and Informatics*, 10-1 :89–94, 2012. 12
- [13] A. Dubreuil, E. Assoumou, S. Bouckaert, S. Selosse, and N. Maizi. Water modeling in an energy optimization framework - The water-scarce middle east context. *Applied Energy*, 101(0) :268 – 279, 2013. Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. 12

- [14] O. Ricci and S. Selosse. Global and regional potential for bioelectricity with carbon capture and storage. *Energy Policy*, 52(0) :689 – 698, 2013. Special Section : Transition Pathways to a Low Carbon Economy. 12, 30
- [15] Donella H. Meadows, Dennis L. Meadows, J. Randers, and William W. Behrens III. *Limits to Growth*. New American Library, 1972. 13
- [16] W. D. Nordhaus. Chapter 16 - Integrated Economic and Climate Modeling . In Peter B. Dixon and Dale W. Jorgenson, editors, *Handbook of Computable General Equilibrium Modeling SET, Vols. 1A and 1B*, volume 1, pages 1069 – 1131. Elsevier, 2013. 13
- [17] W. D. Nordhaus. Rolling the « DICE » : an optimal transition path for controlling greenhouse gases. *Resource and Energy Economics*, 15(1) :27 – 50, 1993. 13
- [18] Energy Technology System Analysis Programme (ETSAP). Models and applications : Global. <http://www.etsap.org/applicationGlobal.asp>. 13, 30
- [19] N. van Beeck. *Classification of Energy Models*. FEW / Faculty of Economics and Business Administration. Tilburg University & Eindhoven University of Technology, 1999. 13
- [20] H. Laffaye, J.-M. Tesson, J.-Y. Delabre, and J.-M. Coulondre. Gestion des interconnexions électriques en europe. *Techniques de l'ingénieur Réseaux électriques de transport et de répartition*, base documentaire : TIB263DUO.(ref. article : d4085), 2003. fre. 15
- [21] J. Bergougnoux. Le secteur électrique : monopole à la concurrence. *Techniques de l'ingénieur - Généralités sur les réseaux électriques*, base documentaire : TIB261DUO.(ref. article : d4007), 2001. fre. 15
- [22] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Interconnexions. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/interconnexions>, 2013. 15
- [23] RTE. Capacités d'Interconnexion. http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_capa.jsp, 2013. 15
- [24] The Smart Grid : an introduction. Technical report, US DOE, 2008. 15, 16, 20
- [25] M. Willrich. Electricity Transmission Policy for America : Enabling a Smart Grid, End-to-End. *Energy Innovation Working Paper Series, Industrial Performance Center, Massachusetts Institute of Technology*, 2009. 15
- [26] "Grid 2030" a national vision for electricity's second 100 years. Technical report, US DOE, Office of Electric Transmission and Distribution, 2003. 16
- [27] Propos recueillis par C. Gasquet. Interview de Emmanuel Darmois (Alcatel Lucent) : Le smart grid va ouvrir de nouveaux marchés. *Techniques de l'Ingénieur, Cahier Smart Grids*, 2011. 16, 18

-
- [28] Commission européenne. Communiqués de presse RAPID. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-628_fr.htm. 16
- [29] U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Review 2011. Technical report, U.S. DOE, 2012. 17, 18
- [30] Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Technical report, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), 2012. 17, 18
- [31] ENTSO-E and EDSO for smart grids. Roadmap 2010-18 and detailed implementation plan 2010-12. *The European Electricity Grid Initiative (EEGI)*, Version 2, 2010. 18, 20
- [32] M. Madden Dr. J. Deshpande, A. Locke. Smart choices for the smart grid : using wireless broadband for power grid network transformation. *Alcatel-Lucent, technology white paper*, 2010. 19, 20
- [33] A. Ouellette. Les compteurs intelligents : des smart grids aux smart meters : tour d'horizon et perspectives associées à la gestion des réseaux. *Mastère OSE, Rapport de veille technologique*, Mars 2010. 19, 23, 24
- [34] European Regulators Group for Electricity & Gas (ERGEG). Position paper on smart grids : An ERGEG public consultation paper. *Ref : E09-EQS-30-04*, 2009. 19, 20
- [35] Technology Roadmap : Smart Grids. Technical report, IEA, 2011. 19, 28
- [36] Smart Grids European Technology Platform. European Technology Platform for the electricity networks of the future. <http://www.smartgrids.eu/>. 19, 20, 26
- [37] Smart Grids European Technology Platform. Vision and strategy for europe's electricity networks of the future. *European Commission, Community Research*, 2006. 20, 25, 26
- [38] High-Level Advisory Group on ICT for Smart Electricity Distribution Networks. ICT for a low carbon economy, smart electricity distribution networks. *European Commission*, 2009. 20, 24, 25, 26
- [39] Réseaux électriques intelligents : des propositions concrètes au service de la nouvelle organisation du marché énergétique. Technical report, Gimelec, 2010. 20
- [40] CRE. Smart grids. <http://www.smartgrids-cre.fr>. 20, 21, 23, 27, 52
- [41] J.-M. Chevalier and P. de Ladoucette. *L'électricité du futur : un défi mondial*. 2010. 20
- [42] P. Gauthier et A. Ouellette. Smart grid : quels intérêts dans le secteur électrique. *Mastère OSE, Projet dans le cadre des cours dispensés par le CREDEN*, 2010. 20, 23, 24
- [43] M. Bryan. The economic benefits of smart grids and the role of communications. In *EEA Conference & Exhibition, Christchurch*, 2009. 20

- [44] What is the Smart Grid? Technical report, US DOE, 2009. 20
- [45] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. Réglementation thermique 2012 : un saut énergétique pour les bâtiments neufs. Technical report, Avril 2011. 21
- [46] Ministère de l'égalité des territoires et du logement, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, and ADEME. Construction d'une maison individuelle : Réduire vos dépenses énergétiques en respectant la réglementation thermique RT2012. Technical report, 2012. 21
- [47] Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat. Décret n° 2010-1269 relatif aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des constructions. *Journal officiel de la République française*, Texte 2 sur 176, 26 octobre 2010. 21
- [48] Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat. Arrêté relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles des bâtiments. *Journal officiel de la République française*, Texte 7 sur 176, 26 octobre 2010. 21
- [49] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id_article=2822, Mise à jour 17 mai 2013. 22
- [50] Le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne. Directive 2005/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 juillet 2005 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits consommateurs d'énergie. *Journal officiel de l'Union européenne*, 191 :29–58, 2005. 22
- [51] EDF. Les offres d'électricité. <http://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html>. 22
- [52] Voltalis. Bluepod : la petite boîte qui allège les factures d'électricité et les émissions de CO₂. <http://www.voltalis.com/>. 22
- [53] Electricity Storage : Technology Brief. Technical report, IEA-ETSAP and IRENA, 2012. 24, 106, 110
- [54] K. Moslehi and R. Kumar. A reliability perspective of the Smart Grid. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(1) :57–64, june 2010. 26
- [55] National Energy Technology Laboratory (NETL). Assessment of future vehicle transportation options and their impact on the electric grid. Technical report, DOE, 2011. 27

-
- [56] H. Hindi, D. Greene, and C. Laventall. Coordinating regulation and demand response electric power grids using multirate model predictive control. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1–5, January 2011. 27, 60
- [57] H. He-fei, L. Jun-yong, H. Mai, W. Min-kun, and L. Ying. The multi-objective medium and short-term trade planning correction for environmental protection and demand response. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, pages 1–6, March 2010. 27
- [58] C.-L. Su and D. Kirschen. Quantifying the effect of demand response on electricity markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(3) :1199–1207, August 2009. 27, 61
- [59] T.T Nguyen and A. Yousefi. Multi-objective demand response allocation in restructured energy market. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1–5, January 2011. 27
- [60] S.H. Lu, N. Samaan, R. Diao, M. Elizondo, C. Jin, E. Mayhorn, Y. Zhang, and H. Krkham. Centralized and decentralized control for demand response. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1–5, January 2011. 27, 60
- [61] A. Brodsky, S. Cherukullapurath Mana, M. Awad, and N. Egge. A Decision-guided advisor to maximize ROI in local generation & utility contracts. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1–5, January 2011. 27
- [62] N. Gudi, L. Wang, V. Devabhaktuni, and S.S.S.R. Depuru. Demand response simulation implementing heuristic optimization for home energy management. In *North American Power Symposium (NAPS), 2010*, pages 1–6, September 2010. 27, 59
- [63] G. Xiong, C. Chen, S. Kishore, and A. Yener. Smart (In-home) Power Scheduling for Demand Response on the Smart Grid. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1–5, January 2011. 27, 59
- [64] Kim, Dong-Hyun Kim, Dong-Min, and Jin-O Kim. Determination of the optimal incentives and amount of load reduction for a retailer to maximize profits considering demand response programs. In *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, pages 1290–1295, December 2008. 27, 51, 60
- [65] Estimating the costs and benefits of the Smart Grid : a preliminary estimate of the investment requirements and the resultant benefits of a fully functioning Smart Grid. Technical report, EPRI, 2011. 27
- [66] National Energy Technology Laboratory (NETL). Environmental impacts of Smart Grid. Technical report, DOE, 2011. 27
- [67] Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). The Smart Grid : An estimation of the energy and CO_2 benefits. Technical report, DOE, 2010. 27

- [68] R. Hledik. How green is the Smart Grid? *The Electricity Journal*, 22(3) :29 – 41, 2009. 28
- [69] O. Siddiqui. The green grid : Energy savings and carbon emissions reductions enabled by a smart grid. Technical report, EPRI, Technical Updat 2008. 28, 29
- [70] Technology Roadmap - Energy-efficient buildings : heating and cooling equipment. Technical report, IEA, 2011. 28
- [71] Technology Roadmap - Electric and plug-in hybrid electric vehicles. Technical report, IEA, 2011. 28, 29
- [72] S.-I. Inage. Modelling load shifting using electric vehicles in a smart grid environment. Technical report, IEA, 2010. 28
- [73] The power to choose - Demand Response in Liberalised Electricity Markets. Technical report, IEA, 2003. 28, 51
- [74] S. Heinen, D. Elzinga, S.-. K. Kim, and Y. Ikeda. Impact of smart grid technologies on peak load to 2050. Technical report, IEA, 2011. 28, 29
- [75] A. Faruqui, R. Hledik, S. Newell, and H. Pfeifenberger. The power of 5 percent. *The Electricity Journal*, 20(8) :68 – 77, 2007. 29
- [76] R. Loulou, U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, and G. Goldstein. Documentation for the TIMES Model. *ETSAP Programme*, 2005. 30
- [77] M. Gargiulo. *Getting Started With TIMES-Veda, Version 2.7*. ETSAP, May 2009. 30, 32
- [78] M. Labriet R. Loulou. The TIMES Integrated Assessment Model (TIAM) : some details on model and database. In *TIAM Day, Ottawa*, 2007. 30
- [79] M. Labriet R. Loulou. ETSAP-TIAM : The TIMES integrated assessment model, Part I : Model Structure. *CMS*, 5 :7–40, 2008. 30
- [80] E. Assoumou and N. Maizi. Carbon value dynamics for France : A key driver to support mitigation pledges at country scale. *Energy Policy*, 39(7) :4325 – 4336, 2011. Special Section : Renewable energy policy and development. 30
- [81] A. Lesimple. Consommation d'énergie finale, primaire et part des énergies renouvelables : un recours aux énergies renouvelables encore insuffisant. *Revue économie de la Réunion*, 11 Hors série : Les indicateurs du développement durable à La Réunion :18–19, 2012. 39
- [82] La réunion envisage son indépendance énergétique avant 2025. *Panapress*, 2002. 39
- [83] LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en IJuvre du Grenelle de l'environnement (1). *Journal officiel de la République française*, Titre VI : Dispositions Propres A L'outre Mer. 40

-
- [84] Le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire. Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique. *Journal officiel de la République française*, Version consolidée au 6 mars 2011. 40, 92
- [85] ADEME. Millener : Milles Installation Energétiques dans les Iles, 2011. 40
- [86] Electricité De France (EDF). *Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité : Ile de la Réunion*. Direction Systèmes Energétiques Insulaires, 2013. 41
- [87] Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie. Arrêté du 18 juin 2002 concernant la collecte de données prévue à l'article 47 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. *Journal officiel de la République française*, 2002. 41
- [88] EDF. *Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité : Ile de la Réunion*. Direction Systèmes Energétiques Insulaires, 2012. 43, 62, 63, 70
- [89] ARER. PETREL (Plan Economique de Transition et de Relance via des Energies 100% Locales à l'île de La Réunion : Prospective et mix énergétique de la réunion aux horizons 2020 - 2030, V1 du 9 juillet 2009. 44, 115, 119
- [90] A.S. Chuang and C.W Gellings. Demand-side integration in a restructured electric power industry. In *CIGRE*, number Paper C6-105, Session 2008, Paris. 48
- [91] ADEME. L'effacement des consommations électriques résidentielles. *Les avis de l'ADEME*, 2012. 49, 81
- [92] M.H. Albadi and E.F. El-Saadany. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11) :1989 – 1996, 2008. 51, 53
- [93] T.H. Yoo, H.G. Kwon, H.C. Lee, C.H. Rhee, and J.K. Yoon, Y.T. Park. Development of reliability based demand response program in Korea. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1 –5, January 2011. 53
- [94] A. Faruqui, R. Hledik, and J. Tsoukalis. The Power of Dynamic Pricing . *The Electricity Journal*, 22(3) :42 – 56, 2009. 54, 55
- [95] A. Faruqui, R. Hledik, and S. Sergici. Piloting the smart grid. *The Electricity Journal*, 2009. 55
- [96] M. Wang, J. Biviji and W. M. Wang. Case studies of Smart Grid demand response programs in north america. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2010 IEEE PES*, 2011. 56
- [97] G. Strbac and D. Kirschen. Assessing the competitiveness of demand-side bidding. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(1) :120 –125, February 1999. 57

- [98] S.K. Vuppala, K. Padmanabh, S.K. Bose, and S. Paul. Incorporating fairness within demand response programs in smart grid. In *IEEE PES Conf. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*, pages 1 –5, January 2011. 57
- [99] C. Crampes and J.-M. Lozachmeur. Tarif progressif, efficience et équité : Consommation vitale et distorsions tarifaires. Institut d'économie industrielle, 2012. 58
- [100] C. Crampes and J.-M. Lozachmeur. Tarif progressif, efficience et équité : Redistribution et distorsions tarifaires. Institut d'économie industrielle, 2012. 58
- [101] F. Lévêque. Tarification progressive de l'énergie : marche arrière toute. *Les échos, Le cercle*, 2012. 58
- [102] C. Bonnery and J. Percebois. Faut-il instaurer une tarification progressive de l'électricité et du gaz? *Les échos, Le cercle*, 2012. 58
- [103] J.-H. Kim and A. Shcherbakova. Common failures of demand response. *Energy*, 36(2) :873 – 880, 2011. 58
- [104] Promotion Mastère OSE 2012. *Smart Grids : Au delà du concept, comment rendre les réseaux plus intelligents*. Presse des Mines, 2013. 58, 103
- [105] P.J. Dehoume. Construction de nouvelles règles du marché français de l'électricité pour le développement de la filière demand response. Master's thesis, Mastère OSE - Mines ParisTech, 2011. 58
- [106] M. Showers. Demand Response in the US industrial sector. Master's thesis, Mines ParisTech, 2012. 58
- [107] A. Yousefi, E. Shayesteh, K. Zare, S. Jalal Kazempour, M.P. Moghaddam, and M.R. Haghifam. Risk based spinning reserve allocation considering emergency demand response program. In *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, pages 1 –5, September 2008. 60
- [108] A. Pina, C. Silva, and P. Ferrão. The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity. *Energy*, 41(1) :128 – 137, 2012. 23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2010. 61
- [109] A. Pina, C. Silva, and P. Ferrão. Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. *Energy Policy*, 39(9) :4692 – 4702, 2011. 61
- [110] Residential monitoring to decrease energy use and carbon emissions in europe. <http://remodece.isr.uc.pt/>. 62
- [111] INSEE. Résultats du recensement de la population 2009 - chiffres clés : La réunion - thème : Logement. <http://www.recensement.insee.fr/chiffresCles.action?zoneSearchField=REUNION&codeZone=974-DEP&idTheme=6>, 2009. 64

-
- [112] Tableau économique de la Réunion. Technical report, INSEE, 2011. 64
- [113] B. Maresca, A. Dujin, and R. Picard. La consommation d'énergie dans l'habitat entre recherche de confort et impératif écologique. Technical report, Centre de Recherche pour l'Etude et l'Observation des Conditions de Vie, 2009. 64
- [114] A. Dijoux, C. Vuagnoux, and M. Fantino. Consommations énergétiques des ménages réunionnais. Master's thesis, ARER - OER, 2010. 64
- [115] A. Levet. Projections de population 2010 - horizon 2040 : La croissance de la population ralentit et le vieillissement s'accélère. *Informations Rapides Réunion*, 167, Décembre 2010. 65
- [116] A. Levet and J. De Almeida. Projection de ménages en 2020 : Des ménages plus petits et plus nombreux. *INSEE Partenaires*, 14, Juin 2011. 65
- [117] R. Rakotomalala. *Econométrie : La régression linéaire simple et multiple*. 2013. 70, 171
- [118] Commissariat général au développement durable. Consommation des ménages et environnement. *Repères - Service de l'observation et des statistiques*, Mars 2011. 70, 173
- [119] INSEE. Equipement des ménages en biens durables selon l'âge de la personne de référence (série longue depuis 2004). http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg_id=0&ref_id=NATnon05156, 2010. 70
- [120] G. Gamess. Analyse de la consommation électrique tertiaire (commerces, hôpitaux, hôtels). Technical report, ARER - OER, 2009. 72
- [121] Electricité de France Réunion. Les offres éco. <http://reunion.edf.com/particuliers-49363.html&tab=51417>. 74
- [122] L. Samaria and S. Grondin. Etude sur les étiquettes d'économie d'énergie à la réunion. Technical report, Observatoire Energie Reunion, 2012. 74
- [123] Le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne. Directive 2010/30/ue du parlement européen et du conseil du 19 mai 2010 concernant l'indication, par voie d'étiquetage et d'informations uniformes relatives aux produits, de la consommation en énergie et en autres ressources des produits liés à l'énergie. *Journal officiel de l'Union européenne*, 153 :1–12, 2010. 75
- [124] Commission européenne. Règlement délégué (UE) n° 1059/2010 de la Commission du 28 septembre 2010 complétant la directive 2010/30/UE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'indication, par voie d'étiquetage, de la consommation d'énergie des lave-vaisselle ménagers. *Journal officiel de l'Union européenne*, 314 :1–16, 2010. 75, 167

- [125] Commission européenne. Règlement délégué (UE) n° 1060/2010 de la Commission du 28 septembre 2010 complétant la directive 2010/30/UE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'indiction, par voie d'étiquetage, de la consommation d'énergie des appareils de réfrigération ménagers. *Journal officiel de l'Union européenne*, 314 :17–46, 2010. 75, 167, 169
- [126] Commission européenne. Règlement délégué (UE) n° 1061/2010 de la Commission du 28 septembre 2010 complétant la directive 2010/30/UE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'indication, par voie d'étiquetage, de la consommation d'énergie des lave-linge ménagers. *Journal officiel de l'Union européenne*, 314 :47–63, 2010. 75, 167, 168
- [127] Commission européenne. Règlement délégué (UE) n° 392/2012 de la Commission du 1er mars 2012 complétant la directive 2010/30/UE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne l'indication, par voie d'étiquetage, de la consommation d'énergie des sèche-linge domestiques à tambour. *Journal officiel de l'Union européenne*, L123 :1–26, 2012. 75, 167, 169
- [128] L. Landau and E. Lifchitz. *Mécanique, vol. 1*. 1981. 83
- [129] C. Brancucci Martinez-Anido, R. Bolado, L. De Vries, G. Fulli, M. Vandenberg, and M. Masera. European power grid reliability indicators, what do they really tell? *Electric Power Systems Research*, 90(0) :79 – 84, 2012. 84
- [130] N. Maïzi, M. Drouineau, V. Mazauric, and S. Bouckaert. *Procédé d'estimation de la stabilité d'un système électrique*. Number PCT/EP2012/074161. 2012. 84, 87
- [131] B. Multon, H. Ben Ahmed, N. Bernard, and G. Feld. Machines synchrones : Principes généraux et structures. *Techniques de l'ingénieur Différents types de machines électriques tournantes*, base documentaire : TIB249DUO.(ref. article : d3520), 2005. fre. 85
- [132] B. Multon, H. Ben Ahmed, N. Bernard, and G. Feld. Machines synchrones : Modélisation en régime permanent. *Techniques de l'ingénieur Différents types de machines électriques tournantes*, base documentaire : TIB249DUO.(ref. article : d3521), 2013. fre. 85
- [133] B. Multon, H. Ben Ahmed, N. Bernard, and G. Feld. Machines synchrones : Fonctionnement en régime permanent. *Techniques de l'ingénieur Différents types de machines électriques tournantes*, base documentaire : TIB249DUO.(ref. article : d3522), 2007. fre. 85
- [134] P. Bornard, M. Pavard, and G. Testud. Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 091) :12, 2005. 87, 88
- [135] P. Bornard, M. Pavard, and G. Testud. Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 092) :14, 2005. 87, 88, 91

-
- [136] S. El Itani, U.D. Annakkage, and G. Joos. Short-term frequency support utilizing inertial response of DFIG wind turbines. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–8, july 2011. 87
- [137] Morf J.-J. Aguet, M. *Traité d'électricité : Energie électrique, Vol. 12 chap.8, pp. 293-317*. Presse Polytechniques Universitaires Romandes, 1987. 88
- [138] Mémento de la sûreté du système électrique. Technical report, RTE, 2004. 88, 89, 90
- [139] Operation Handbook. Technical report, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2004. 88
- [140] G. Delille. *Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques, approches organisationnelles et techni-économiques dans les réseaux de distribution*. PhD thesis, Ecole Centrale de Lille, 2010. 88, 92, 103, 104
- [141] Y. Wang. *Evaluation de la performance des réglages de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique : application à un cas insulaire*. PhD thesis, Ecole Centrale de Lille, 2012. 90
- [142] RTE. Documentation technique de référence : Chapitre 4 - contribution des utilisateurs aux performance du rpt. article 4.1 - régage fréquence/puissance. Technical report, Avril 2009. 91
- [143] CRE. Qualité de l'électricité. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>, 2013. 91
- [144] J.L. Lilien. Transport et distribution de l'énergie électrique. In *Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore - Université de Liège*, 2006. 92
- [145] D. Marín. *Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires*. PhD thesis, Ecole Centrale de Lille, 2009. 92
- [146] EDF-SEI. Référentiel technique HTB relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique au réseau public HTB ≤ 50 kV des zones non interconnectées, 2008. 92, 93
- [147] RTE. Documentation technique de référence : Chapitre 3 - performances du réseau public de transport. articles 3.1-plages de tension et de fréquence normales et exceptionnelles. Technical report, 2009. 93
- [148] P. Tielens and D. Van Hertem. Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables. In *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, 2012. 93, 101
- [149] Y.-Z. Sun, Z.-S. Zhang, G.-j. Li, and J. Lin. Review on frequency control of power systems with wind power penetration. In *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, pages 1–8, 2010. 93, 101

-
- [150] A. Mullane, G. Bryans, and M. O'Malley. Kinetic energy and frequency response comparison for renewable generation systems. In *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pages 6 pp.–6, 2005. 93, 101
- [151] Eurelectric. Flexible generation : backing up renewables, 2011. 99
- [152] Enea Consulting. Le stockage d'énergie : enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation. *Facts & Figures*, 2012. 103, 105, 106, 110
- [153] Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA). Le stockage stationnaire de l'énergie - Technologies disponibles et recherches du CEA, 2012. 106
- [154] Société Française de Physique (section Paris-Sud) et le Réseau thématique de recherche avancée « Triangle de la Physique » Institut de Physique du CNRS. La supraconductivité. <http://www.supraconductivite.fr>, 2013. 108
- [155] IFP Energies nouvelles. Les sources d'énergie : l'hydrogène. <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-cles-pour-comprendre/les-sources-d-energie>, 09 2013. 108
- [156] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron. Energy storage systems - characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5) :1221 – 1250, 2008. 109
- [157] P. Wang. Etude prospective des technologies de stockage d'électricité. Master's thesis, Mastère OSE - Mines ParisTech ; Schneider Electric, 2013. 110
- [158] ADEME. Les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables : feuille de route stratégique, 2009. 113
- [159] CRE. Appel d'offres photovoltaïque avec stockage, 2011. 115, 143
- [160] IEA. World Energy Outlook, 2009. 116
- [161] UFC-Que Choisir. Economie d'énergie des appareils électroménagers : pourquoi payer plus pour consommer moins ? Enquête et propositions de l'UFC-Que choisir, 2010. 130
- [162] G. Allai. Intégration des hypothèses de déploiement des Smart Grids dans les scénarios prospectifs à l'horizon de 2030. Master's thesis, Mastère OSE - Mines ParisTech ; EDF R& D, 2013. 145
- [163] Agence de la Réunion - Institut d'émission des départements d'Outre Mer. La consommation des ménages à la réunion : structure et financement. *Note express*, 124, 2011. 172



ANNEXES



Annexe A

Evolution des catégories de logements

Pour pouvoir estimer l'évolution du nombre de logements pour chacune des catégories, nous avons utilisé les prévisions de l'INSEE. Cependant, ces prévisions sont établies pour l'ensemble des logements. Afin d'évaluer le nombre de logement propre à chacune des catégories pour les différentes périodes étudiées, un problème d'optimisation a été établi sous **Matlab**. On cherche à minimiser la somme des écarts de nombre de logements d'une période à une autre (Equation A.1) en contraignant l'ensemble des logements à respecter les prévisions de l'INSEE moyennant une marge d'erreur δ (Equations A.3), ce qui se traduit par les équations suivantes :

$$\forall t \in T = \{2015, 2020, 2025, 2030\} \quad (\text{A.1})$$

$$\min (x_t - x_{t-1})^2/2 \quad (\text{A.2})$$

$$\text{sous contrainte } \begin{cases} CX \leq (1 + \delta)r_t \\ CX \geq (1 - \delta)r_t \end{cases} \quad (\text{A.3})$$

Le vecteur colonne x_t correspond au nombre de logements pour chacune des catégories et a donc une dimension de (16,1) à chacune des périodes t, x_0 correspondant au nombre de logements par catégorie en 2010. La fonction objectif du problème d'optimisation posé (Equation A.1) correspond à chaque période, à la minimisation de la somme des évolutions d'une période à une autre de chaque catégorie de logement. Les équations A.3 contraignent l'ensemble des logements à répondre aux prévisions de l'INSEE suivant la marge autorisée (δ). Le vecteur colonne r_t correspond aux prévisions de l'INSEE suivant la période t étudiée. Il s'agit d'un vecteur de dimension (5,1) représentant le nombre de logements type maison individuelle, le nombre de logements type logements collectifs, la population réunionnaise, la surface moyenne des logements type maison individuelle et la surface moyenne des logements type logements collectifs. Enfin, la matrice C est la matrice de contraintes définie comme étant :

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 2 & 2 & 3 & 3 & 4.6 & 4.5 & 1 & 1 & 2 & 2 & 3 & 3 & 4.4 & 4.3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 92.5 & 60 & 110 & 80 & 100 & 80 & 100 & 80 \\ 63 & 43 & 63 & 50 & 63 & 72 & 72 & 63 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

La fonction `quadprog` disponible dans la littérature de `Matlab` permet de résoudre le problème d'optimisation suivant :

$$\min 0.5 \cdot x' \cdot H \cdot x + f'x \quad (\text{A.4})$$

$$\text{sous contrainte} \quad AX \leq b \quad (\text{A.5})$$

En définissant la matrice hessienne H comme étant la matrice identité, f' comme étant équivalent à x_{t-1} , A comme étant $[C; -C]$ et b comme étant $[(1 + \delta)r; -(1 - \delta)r]$, on retrouve notre problème d'optimisation qui peut ainsi être résolu. Le paramètre δ évolue avec les périodes étudiées : 3% 4% 5% et 6%. Les résultats pour l'ensemble des périodes évaluées (de 2010 à 2030) sont fournis dans le tableau A.1.

Logements	2010	2015	2020	2025	2030
C1	13,809	16,615	20,576	24,509	29,700
C2	13,458	16,228	18,664	21,124	24,259
C3	8,492	11,278	14,395	17,622	21,530
C4	12,489	15,251	17,377	19,646	22,219
C5	9,162	11,927	14,201	16,721	19,347
C6	4,270	7,052	10,012	13,195	16,745
C7	9,647	12,396	14,006	16,059	17,557
C8	4,762	7,497	8,505	9,966	10,668
C9	12,623	13,304	16,306	18,783	21,991
C10	15,995	16,434	18,085	19,443	21,074
C11	19,561	20,353	23,238	25,611	28,386
C12	28,503	29,072	30,710	32,050	33,369
C13	17,434	18,131	19,757	21,079	22,087
C14	27,069	27,617	28,411	29,045	29,082
C15	47,122	47,790	48,235	48,568	47,780
C16	40,457	40,979	40,677	40,392	38,761
TOTAL	284,852	311,924	343,157	373,813	404,555
Prévisions INSEE	284,852	319,000	353,000	387,000	421,000

Tableau A.1. Evolutions des 16 catégories de logements considérées suivant le programme de minimisation fourni à l'annexe A.

Annexe B

Consommations énergétiques des gros équipements électroménagers suivant leur classe énergétique

A l'aide des indices d'efficacité énergétique établis et de la taille d'un équipement, on peut retrouver sa consommation énergétique annuelle [124, 125, 126, 127] :

$$EEI = \frac{AE_c}{SAE_c} \cdot 100 \quad (\text{B.1})$$

où EEI représente l'indice d'efficacité énergétique, AE_c la consommation d'énergie annuelle de l'équipement et SAE_c la consommation d'énergie annuelle standard de l'équipement.

B.1 Lave-vaisselle

La consommation d'énergie annuelle standard d'un lave-vaisselle diffère suivant sa capacité de couverts et sa taille. Un lave-vaisselle pouvant contenir 10 couverts ou plus (ps) et ayant une largeur de plus de 50 centimètres a une consommation d'énergie annuelle standard (SAE_c) de [124] :

$$SAE_c = 7 \cdot ps + 378[kWh/an] \quad (\text{B.2})$$

Si le lave-vaisselle peut contenir moins de 10 couverts (ps) et a une largeur de moins de 50 centimètres :

$$SAE_c = 25.2 \cdot ps + 126[kWh/an] \quad (\text{B.3})$$

Les consommations énergétiques annuelles ont été évaluées sur base d'une estimation de 280 cycles, ce qui correspond à une moyenne pour un ménage constitué de quatre personnes. Le tableau B.1 reprend les classes énergétiques et les indices d'efficacité énergétique correspondants. Pour l'ensemble des équipements, il a été décidé d'utiliser la borne supérieure des

indices pour une classe énergétique, ce qui correspond au cas le plus pratique, et à notre avis au plus réaliste.

Classe d'efficacité énergétique	Indice d'efficacité énergétique
A+++	EEI < 50
A++	50 ≤ EEI < 56
A+	56 ≤ EEI < 63
A	63 ≤ EEI < 71
B	71 ≤ EEI < 80
C	80 ≤ EEI < 90
D	EEI ≥ 90

Tableau B.1. Intervalles des indices d'efficacité énergétique suivant les classes d'efficacité énergétique des lave-vaisselles.

B.2 Lave-linge

La consommation d'énergie annuelle standard d'un lave-linge (SAE_c) est déterminée par la taille du tambour (nombre de kilogrammes) [126] :

$$SAE_c = 47 \cdot c + 51,7 [kWh/an] \quad (B.4)$$

où c correspond à la capacité nominale du lave-linge ménager pour le programme « coton » standard à 60°C à pleine charge ou pour le programme « coton » standard à 40°C à pleine charge, la valeur la plus faible des deux étant retenue.

Les consommations énergétiques annuelles ont été évaluées sur base d'une estimation de 220 cycles standards, ce qui correspond à une moyenne pour un ménage constitué de quatre personnes. Le tableau B.2 reprend les classes énergétiques et les indices d'efficacité énergétique correspondants. Pour l'ensemble des équipements, il a été décidé d'utiliser la borne supérieure des indices pour une classe énergétique, ce qui correspond au cas le plus pratique, et à notre avis au plus réaliste.

Classe d'efficacité énergétique	Indice d'efficacité énergétique
A+++	EEI < 46
A++	46 ≤ EEI < 52
A+	52 ≤ EEI < 59
A	59 ≤ EEI < 68
B	68 ≤ EEI < 77
C	77 ≤ EEI < 87
D	EEI ≥ 87

Tableau B.2. Intervalles des indices d'efficacité énergétique suivant les classes d'efficacité énergétique des lave-linge.

B.3 Sèche-linge

La consommation d'énergie annuelle standard d'un sèche-linge (SAE_c) est déterminée par la taille du tambour (nombre de kilogrammes) et est équivalente pour tous les sèche-linge domestiques à tambour autres qu'à évacuation d'air [127] :

$$SAE_c = 140 \cdot c^{0.8} [kWh/an] \quad (B.5)$$

où c correspond à la capacité nominale du sèche-linge domestique à tambour pour le programme coton standard.

Le tableau B.3 reprend les classes énergétiques et les indices d'efficacité énergétique correspondants. Pour l'ensemble des équipements, il a été décidé d'utiliser la borne supérieure des indices pour une classe énergétique, ce qui correspond au cas le plus pratique, et à notre avis au plus réaliste.

Classe d'efficacité énergétique	Indice d'efficacité énergétique
A+++	EEI < 24
A++	24 <= EEI < 32
A+	32 <= EEI < 42
A	42 <= EEI < 65
B	65 <= EEI < 76
C	76 <= EEI < 85
D	EEI >= 85

Tableau B.3. Intervalles des indices d'efficacité énergétique suivant les classes d'efficacité énergétique des sèche-linge.

B.4 Equipements de froid

La consommation d'énergie annuelle standard d'un équipement de réfrigération équivaut à [125] :

$$SAE_c = V_{eq} \cdot M + N + CH \quad (B.6)$$

où V_{eq} est le volume équivalent de l'appareil de réfrigération ménager. Si l'appareil de réfrigération dispose d'un compartiment pour denrées hautement périssables dont le volume excède les 15 litres, CH équivaut à 50 kWh/an, sinon, il est nul. Les paramètres M et N dépendent de la catégorie de l'équipement de réfrigération (compartiment de stockage de denrées alimentaires fraîches, compartiment « une étoile », compartiment « trois étoiles »...). Le volume équivalent de l'appareil de réfrigération correspond à la somme des volumes équivalents de tous les compartiments, qui s'exprime par :

$$V_{eq} = \left(\sum_{c=1}^{c=n} V_c \cdot \frac{(25 - T_c)}{20} \cdot FF_c \right) \cdot CC \cdot BI$$

où n représente le nombre de compartiments, V_c le volume utile du ou des compartiments, T_c la température nominale du ou des compartiments (+12C, +5C, 0C, - 6C, -12C, -18C). Les paramètres FF_c , CC et BI sont des facteurs de correction de volume. FF a une valeur unitaire pour l'ensemble des compartiments, exception faite des compartiments sans givre de stockage de denrées alimentaires congelées. CC tient compte de la classe climatique (tropicale, subtropicale ou tempérée). Enfin, BI corrige les volumes équivalents des appareils intégrables de moins de 58 cm de largeur.

Le tableau B.4 reprend les classes énergétiques et les indices d'efficacité énergétique correspondants. Pour l'ensemble des équipements, il a été décidé d'utiliser la borne supérieure des indices pour une classe énergétique, ce qui correspond au cas le plus pratique, et à notre avis au plus réaliste.

Classe d'efficacité énergétique	Indice d'efficacité énergétique
A+++	EEI < 22
A++	22 <= EEI < 33
A+	33 <= EEI < 44
A	44 <= EEI < 55
B	55 <= EEI < 75
C	75 <= EEI < 95
D	95 <= EEI < 110
E	110 <= EEI < 125
F	125 <= EEI < 150
G	EEI >= 150

Tableau B.4. Intervalles des indices d'efficacité énergétique suivant les classes d'efficacité énergétique des équipements de réfrigération.

Annexe C

Evolution des taux d'équipement

Afin d'estimer les possibilités d'évolution des taux d'équipement, l'expression d'une fonction logistique a été utilisée. En effet, l'évolution de la vente d'un équipement suit ce type de fonction [117] :

- **le décollage** : une progression lente au départ, le produit étant mal ou peu connu ;
- **la croissance accélérée** : le produit connaît une adoption massive ;
- **le freinage** : maturation, saturation et déclin du marché.

Une fonction logistique prend l'expression suivante [117] :

$$y = y_{min} + \frac{y_{max} - y_{min}}{1 + \exp(a' \cdot x + b')} \quad (C.1)$$

Pour les taux d'équipement, la valeur de y_{min} est considérée comme étant nulle (avant que l'équipement ne soit disponible sur le marché). Le paramètre b peut également être décomposé pour intégrer l'année de lancement du produit, ce qui conduit à modifier l'équation C.1 en l'expression suivante :

$$y = \frac{y_{max}}{1 + b \exp(-a \cdot (x - x_{min}))} \text{ avec } a > 0 \text{ et } b > 0 \quad (C.2)$$

La fonction `lsqcurvefit` évalue les variables X qui minimisent le problème suivant :

$$\min_x \sum_i (Function(X, XDATA_i) - YDATA_i)^2 \quad (C.3)$$

L'expression de la fonction C.2 est renseignée dans le programme, qui permet d'évaluer les variables X (les coefficients a et b) à l'aide des données historiques. Les coefficients a et b sont évalués pour un ensemble de valeurs de y_{max} situées dans l'intervalle $[y_{2010}, 1]$ ¹ et de valeurs de x_{min} situées dans l'intervalle $[x_{prod}, x_{data_1}]$ où x_{prod} correspond à la première année de production de l'équipement et x_{data_1} à l'année de la première observation recensée dans les données de l'INSEE. Les valeurs de y_{max} et de x_{min} retenues correspondent au minimum d'erreur observée entre la fonction évaluée et les données historiques pour l'ensemble des valeurs.

1. La borne inférieure du taux de saturation correspond ainsi à la valeur observée en 2010, la borne supérieure étant l'unité.

Cependant, comme expliqué à la section 2.4.1, les données liées à l'île de la Réunion n'existent que pour les années 2001 et 2006, ce qui ne permet pas d'extraire correctement des valeurs pour les coefficients a et b . Toutefois, il est possible de s'appuyer sur les données historiques de la France métropolitaine (bien plus nombreuses), qui peuvent constituer une image des futurs équipements de l'île de la Réunion. Comme le montre la figure C.1, certains équipements connaissent une véritable marge de progression et sont en train de rattraper le niveau d'équipement de la métropole en terme de taux d'équipements. D'autres sont déjà arrivés à saturation, en ayant déjà rattrapé les valeurs métropolitaines.

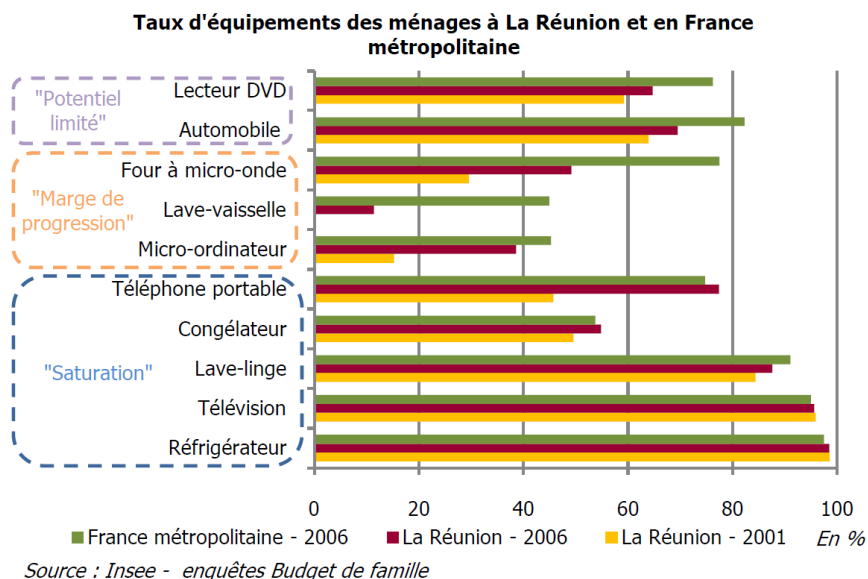
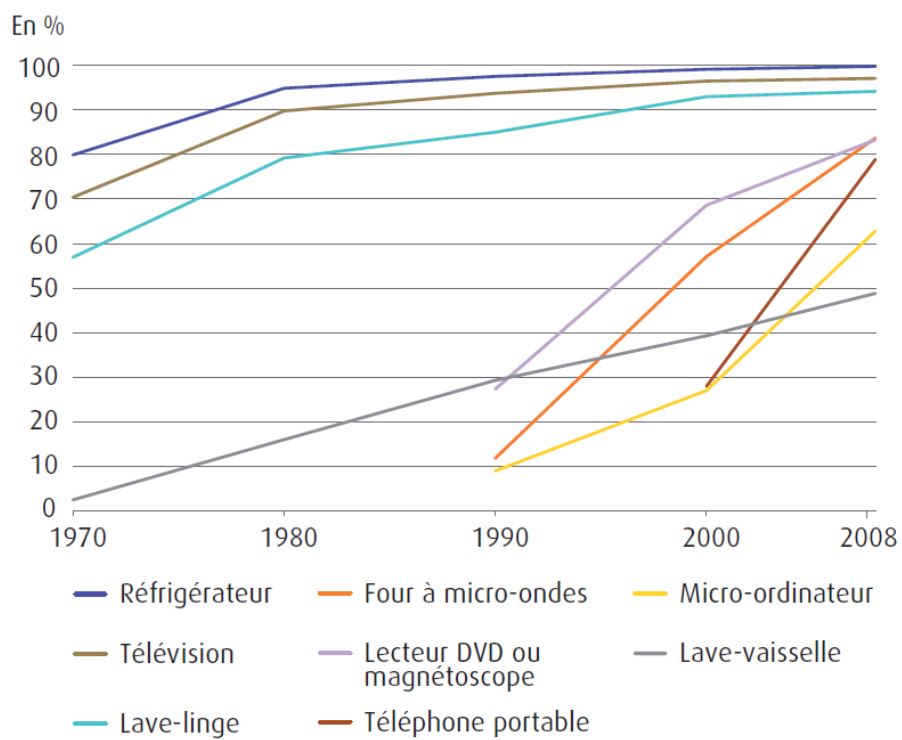


Figure C.1. Comparaison des taux d'équipements des ménages réunionnais et métropolitains à l'aide des données de l'enquête Budget de famille de l'INSEE [163].

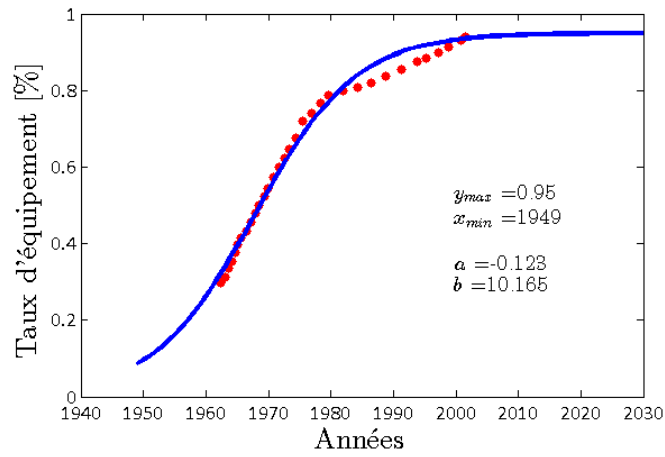
Les données associées à la France métropolitaine sont représentées dans la figure C.2. On constate que certains équipements ont déjà atteint le plateau de saturation, d'autres seulement le point d'inflexion de la fonction logistique associée.

L'évolution de chaque taux d'équipement mentionné dans la figure C.2 est associé à une fonction logistique et à des paramètres y_{max} , x_{min} , a et b qui lui sont propres. Par exemple, l'évolution du taux d'équipement du lave-linge dans les ménages métropolitains est associée aux paramètres mentionnés dans la figure C.3-(a). En utilisant, le taux d'équipement de 2010 observé à l'île de la Réunion et à l'aide de la fonction logistique établie pour la métropole, il est possible d'extrapoler les valeurs pour les périodes de temps recherchées (Figure C.3-(b)).

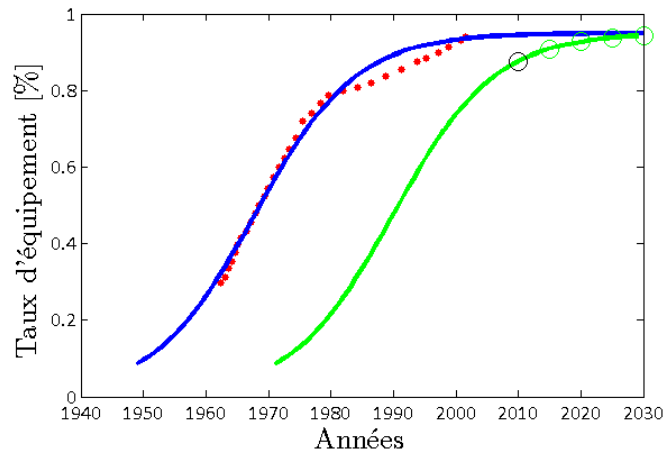


Source : Insee.

Figure C.2. Evolution des taux d'équipements des ménages métropolitains à l'aide des données de l'enquête Budget de famille de l'INSEE [118].



(a)



(b)

Figure C.3. Méthodologie mise en oeuvre pour évaluer les futurs taux d'équipements de l'île de la Réunion. Les données historiques de la France métropolitaine (points rouges) permettent d'évaluer une fonction logistique dont les paramètres minimisant l'écart entre la fonction et les données sont indiqués sur la figure (a).

Annexe D

Résultats supplémentaires

Cette annexe reprend des résultats complémentaires à ceux présentés dans le chapitre 4.

La figure D.1 présente les courbes de charge des deux journées types de la période sucrière en 2030 suivant le scénario 100% EnR sans et avec recours à des multiprises coupe-veille.

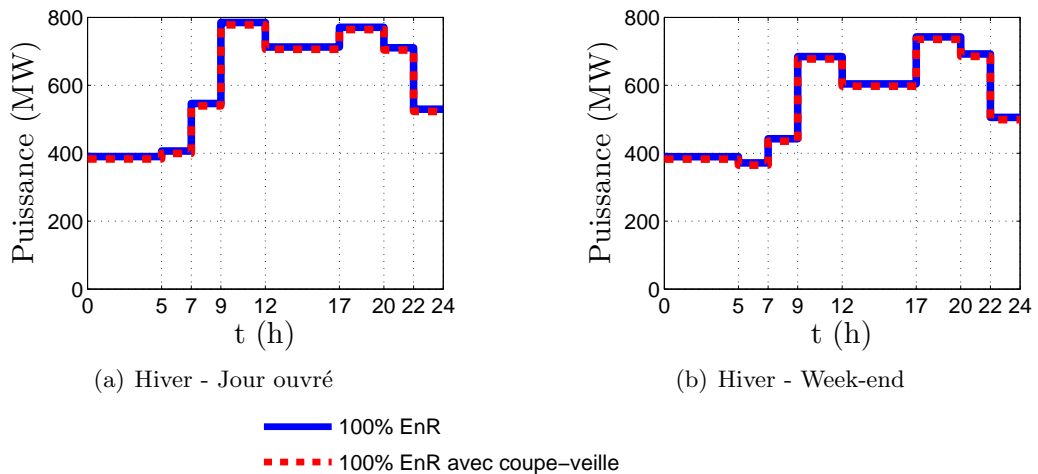


Figure D.1. Courbes de charges d'une journée type en période sucrière en 2030 (jour ouvré/week-end) suivant le scénario *100% EnR* sans et avec recours à des multiprises coupe-veille.

La figure D.2 présente les courbes de charge des deux journées types de la période sucrière en 2030 suivant le scénario 100% EnR sans et avec remplacement de l'ensemble des ampoules par des ampoules basse consommation.

La figure D.3 présente les courbes de charge des quatre journées types en 2030 suivant le scénario 100% EnR avec recours à des équipements électroménagers de classe supérieure.

Les trois scénarios se distinguent par les différences de coûts exercés entre les mêmes appareils mais de classe énergétique différentes. On observe que même si l'on divise la différence de prix entre les équipements de différente classe énergétique par deux, l'aire sous la courbe de charge est presque équivalente que lorsqu'on n'opère aucune réduction dans les différences de prix.

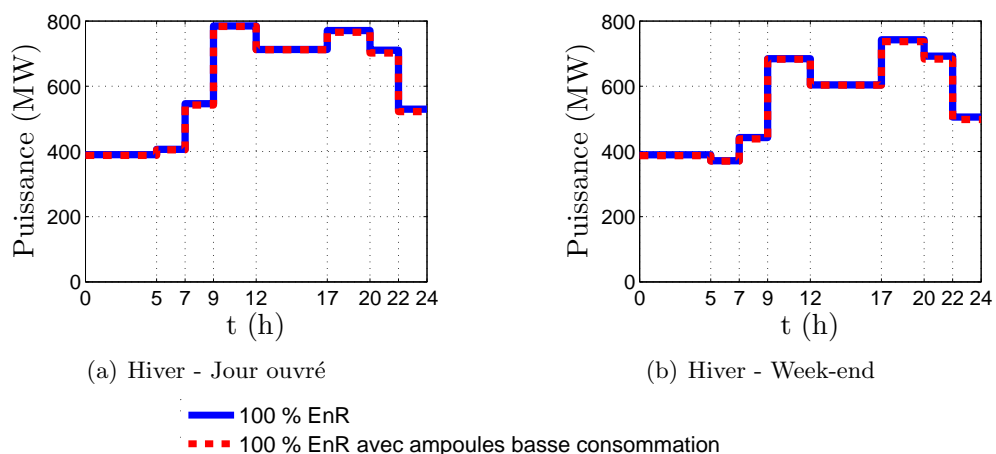


Figure D.2. Courbes de charges d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) suivant le scénario 100 % EnR sans et avec l'utilisation d'ampoules basse consommation.

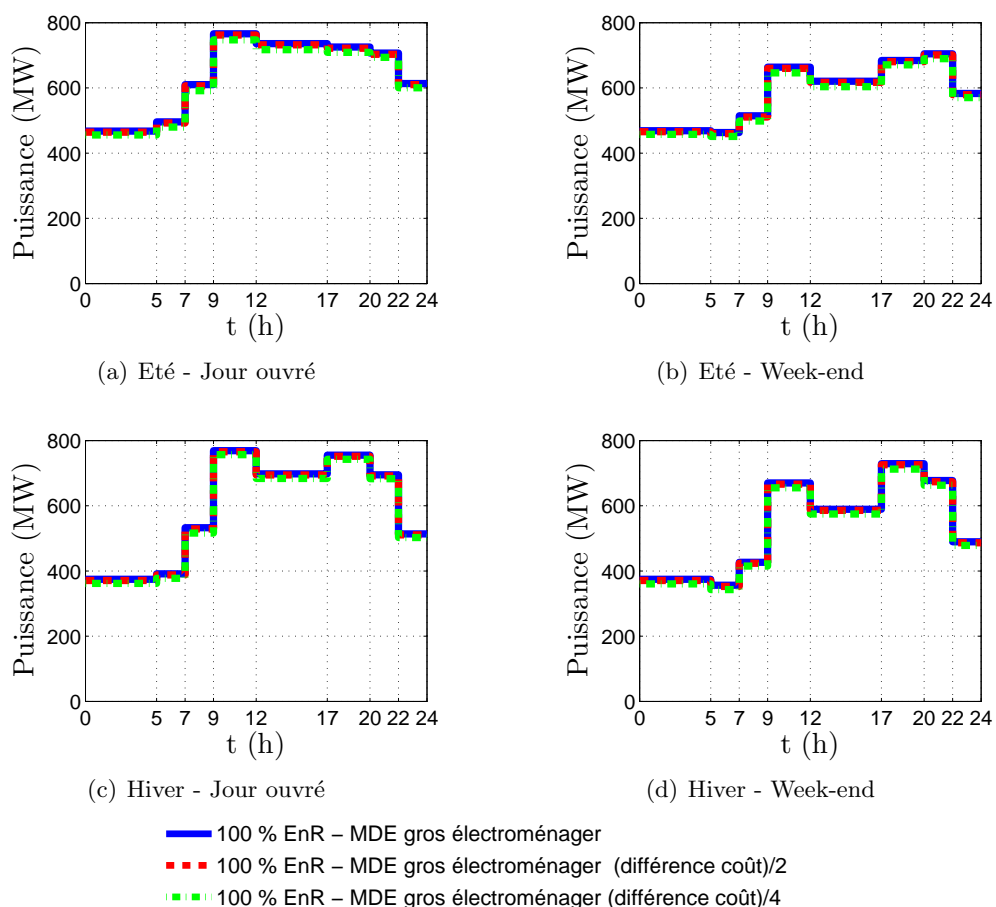


Figure D.3. Courbes de charge d'une journée type en 2030 (été/hiver, jour ouvré/week-end) pour le scénario 100 % EnR sans et avec recours à des équipements électroménagers de classe supérieure.

Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios de long terme

RESUME : Dans le cadre des débats sur la transition énergétique, l'implémentation des *Smart Grids* est avancée comme une part de la solution pour répondre à la fois aux questions climatiques et aux enjeux énergétiques. Les modèles de prospective constituent des outils d'aide à la décision permettant d'orienter les trajectoires énergétiques afin de satisfaire aux futures demandes en tenant compte de contraintes environnementales et techniques. Ces modèles historiques, caractérisés principalement par l'adéquation de l'offre à la demande doivent désormais évoluer pour intégrer les développements futurs attendus du système électrique. Dans ce travail, nous avons implémenté dans une approche de long terme différentes fonctionnalités propres aux *Smart Grids* (gestion de la demande, stockage, énergies renouvelables). Cette approche nous permet d'évaluer les bénéfices liés à chacune d'entre elles séparément, ou bien conjointement au travers de bouquets de solutions, tenant ainsi compte des possibles interactions entre ces fonctionnalités. Nous avons également intégré un indicateur reflétant le niveau de fiabilité du système électrique dans notre modèle. Ce paramètre supplémentaire permet de contraindre les futurs systèmes électriques afin qu'ils garantissent un niveau de service en terme de fourniture électrique identique à celui des systèmes existants. Cette étude est illustrée par le cas de l'île de la Réunion, qui s'est donné pour objectif de produire d'ici 2030 son électricité à partir de sources uniquement renouvelables, et pour qui les fonctionnalités de *Smart Grids* pourraient constituer un levier intéressant.

Mots clés : Smart Grids, Modèles MARKAL/TIMES, Prospective, Ile de la Réunion

Assessing Smart Grids contribution to the energy transition with long-term scenarios

ABSTRACT : In the context of discussions on the energy transition, the general consensus is that part of the solution could come from Smart Grids to deal both with climate and energy issues. Prospective energy systems models may be used to estimate the long-term development of the energy system in order to meet future energy demands while taking into account environmental and technical constraints. These historical models are demand driven and should from now on evolve to considerate future developments of the electricity system. In this study, we have implemented some functionalities related to the concept of Smart Grids in a long-term planning model (demand-side integration, storage, renewable energy). This approach makes it possible to evaluate their benefits separately or collectively, taking into account possible interactions between these functionalities. We have also implemented an indicator reflecting the level of reliability of the electricity system in our model. This additional parameter enables to constrain future electricity systems to ensure a level of reliability identical to the existing one. Our analysis is demonstrated by the case of the Reunion Island, which aims to produce electricity using 100% renewable sources by 2030, and for which Smart Grids functionalities are also potential solutions for reaching this objective.

Keywords : Smart Grids, MARKAL/TIMES models, Long-term planning, Reunion island