



HAL
open science

Autoconsommation et optimisation de la gestion énergétique des bâtiments

Jura Arkhangelski

► **To cite this version:**

Jura Arkhangelski. Autoconsommation et optimisation de la gestion énergétique des bâtiments. Energie électrique. Université Paris-Est, 2021. Français. NNT : 2021PESC0012 . tel-03429658

HAL Id: tel-03429658

<https://theses.hal.science/tel-03429658v1>

Submitted on 15 Nov 2021

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 : Sciences, Ingénierie et Environnement

Thèse de doctorat d'Université Paris-Est

Spécialité : Sciences de l'ingénieur

Autoconsommation et Optimisation de la Gestion énergétique des bâtiments

Présentée par :

Jura ARKHANGELSKI

Soutenue le 11 janvier 2021
devant le jury composé de:

M. Mamadou Camara Bailo	GREAH, Université Normandie Le Havre (Rapporteur)
M. Octavian Curea	ESTIA Bidart (Rapporteur)
Florence Ossart	GeePs, Sorbonne Université (Examineur)
M. Pierluigi Siano	Smart Grids and Smart Cities Laboratory, University of Salerno, Italy (Examineur)
M. Hamid Gualous	LUSAC, Université de Caen Basse-Normandie (Examineur)
M. Pedro Luis Roncero Sanchez	Campus of International Excellence, University of Castilla-La Mancha, Spain (Examineur)
M. Philippe ANDRE	ENEDIS - Ile de France Est Val de Marne (Invité)
M. Gilles Lefebvre	CERTES, Université Paris Est Créteil (Directeur de thèse)
M. Mahamadou Abdou-Tankari	CERTES, Université Paris Est Créteil (Co-encadrant)

REMERCIEMENTS

Avant tout propos, je tiens à remercier l'Université Paris Est (UPE) et l'école doctorale Sciences, Ingénierie et Environnement (SIE) pour m'avoir accordé l'opportunité de réaliser cette thèse. Leurs écoutes et soutiens permanents m'ont permis de réaliser deux mobilités internationales et de participer dans les plusieurs conférences internationales. Ce support a conduit aux nombreuses publications internationales ainsi qu'à l'ouverture internationale de mon université, à l'établissement de la coopération scientifique et les liens amicaux entre la France, et les universités de l'Espagne et de l'Italie.

Cette thèse a été effectuée au sein de la thématique Optimisation des Systèmes Énergétiques du Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES), cadre privilégié pour s'épanouir dans la recherche. Ce centre m'a chaleureusement accueilli tout au long de ma thèse et je voudrais le remercier et en particulier son directeur la professeure Evelyne Géhin, qui ont essayé de toujours répondre à mes besoins pratiques, les publications, les participations dans les conférences et les colloques internationaux.

J'exprime toute ma gratitude à messieurs Mamadou Bailo Camara, professeur à l'Université du Havre et Octavian Curea, professeur de l'école supérieure des technologies industrielles avancées (ESTIA) Bidart, pour m'avoir fait l'honneur d'être les rapporteurs de ces travaux, de l'intérêt porté, d'avoir lu et jugé mon travail. Vos suggestions pertinentes et les différentes questions ont contribué à l'amélioration de cette étude.

Aux mêmes titres, tous mes remerciements vont à Hamid Gualous, Professeur de l'Université de Caen Basse-Normandie et Florence Ossart, Professeur au CNRS, CentraleSupélec, Université Paris-Sud, Sorbonne Université, pour votre rôle d'examineur lors de ma soutenance, vos questions et remarques scientifiques ont permis d'améliorer ce manuscrit.

Je veux exprimer des remerciements particuliers à Pedro Luis Roncero Sanchez, Professeur associé à l'Université Castilla-La Manche, Ciudad Real (Espagne) et à Pierluigi Siano, Professeur à l'Université de Salerno, Salerno (Italie) pour votre rôle d'examineur lors de ma soutenance ainsi que la supervision pendant trois mois de mes mobilités internationales. J'ai été chaleureusement accueilli dans leurs établissements et ils m'ont soigneusement guidé dans la recherche et les projets communs. Cette collaboration a conduit à plusieurs publications dans les journaux et les conférences internationales.

Mes vifs et sincères remerciements vont également à mon directeur de thèse M. Gilles Lefebvre, Professeur à l'Université Paris Est de Créteil, pour m'avoir permis de réaliser ces travaux à ses côtés. Merci beaucoup pour votre support permanent, conseil, réactivité, écoute et compréhension ainsi que la forte contribution à cette étude

J'adresse toute ma grande reconnaissance à mon co-directeur de thèse Mahamadou Abdou Tankari, Maître de Conférences à l'Université Paris Est Créteil, pour m'avoir guidé de manière permanente dans cette aventure qu'est la thèse. Cela m'a permis d'évoluer et de grandir dans plusieurs domaines de science, de recherche, d'analyse et d'expression. Merci beaucoup pour votre soutien moral et à toute épreuve pour votre aide, dans la participation

aux conférences internationales, les publications, les conférences, les expériences ou les questions administratives.

Je voudrais remercier l'entreprise ENEDIS et particulièrement Philippe ANDRE, Adjoint au directeur à ENEDIS - Ile de France Est pour avoir accepté la participation dans la soutenance de cette thèse et la place importante dans ma recherche ainsi que le soutien important dans le résultat pratique obtenu et la collaboration.

Je voudrais remercier mes amis français et internationaux, pour leur soutien, patience et aide d'écriture et de révision de ce mémoire. Enfin, je veux remercier mes camarades doctorant (es) et mes autres collègues devenu (es) ami (es) pour votre sympathie et votre bonne humeur. Cela a été un honneur pour moi de vous connaître en tant que personne au-delà de vos qualités techniques et scientifiques.

RÉSUMÉ

Ces dernières années, l'agrégation des sources d'énergie distribuées et l'émergence d'autoconsommateurs individuels et collectifs sur un nœud de puissance rendent les flux énergétiques multidirectionnels. L'optimisation par les Agrégateurs se base sur une exploitation de données, d'outils d'aide à la décision ainsi que des services de flexibilité.

Les travaux de thèse portent sur l'étude de cette problématique de gestion de la flexibilité des réseaux électriques par l'intégration des microréseaux d'autoconsommation, notamment urbains. La gestion de la flexibilité est réalisée par une stratégie de gestion prédictive originale développée au cours de ces travaux. Elle associe les méthodes classiques d'optimisation des flux de puissance (OPF) basées sur la programmation non linéaire à nombres mixtes (MILNP), les algorithmes d'apprentissage neuronal récurrent à longue mémoire à court terme (LSTM) et des critères d'évaluation dynamique et d'aide à la décision. La principale fonction multivariable de coût à minimiser est basée sur l'estimation prédictive, la veille pour le lendemain (prévision « J+1 »), du prix marginal moyen localisé aux différents nœuds du réseau électrique. Les algorithmes gèrent les négociations entre l'agrégateur et les usagers du réseau électrique, analysent de manière itérative les différents scénarios de services système de flexibilité et valident le choix de la configuration optimale pour le lendemain.

Des simulations basées sur les algorithmes de Monte-Carlo ainsi que des validations expérimentales ont été réalisées. Elles ont permis de tester et améliorer la stratégie de gestion énergétique proposée.

Mots-clefs : transition énergétique, autoconsommation, gestion énergétique des bâtiments, énergies renouvelables, stockage d'énergie, réseaux intelligents

ABSTRACT

Self-Consumption and Building Energy Management Optimization

In recent years, the aggregation of distributed energy generation and the growing of individual, and collective, self-consumers make energy flows multidirectional on the common coupling point. The flow optimization by Aggregators is based on the use of data, decision support tools as well as flexibility services.

The thesis work focuses on the study of electrical grids flexibility management by integrating self-consumption microgrids, particularly in urban areas. The management of flexibility is achieved by an original predictive management strategy developed during this work. It combines classical methods of power flow optimization (OPF) based on mixed integer nonlinear programming (MINLP), long short-term memory recurrent neural learning (LSTM) algorithms and evaluation criteria, dynamic and decision rules. The main multivariable cost function to be minimized is based on the predictive estimate, day-ahead ("D + 1" forecast), of the locational average marginal price at the various nodes of the electricity grid. The algorithms manage the negotiations between the aggregator and the users of the electricity grid, iteratively analyzes the different scenarios of flexibility systems services and validates the choice of the optimal configuration for the next day.

Simulations based on Monte Carlo algorithms as well as experimental validations were performed. They made it possible to test and to improve the proposed energy management strategy.

Keywords: energy transition, self-consumption, energy management, renewable energy, energy storage, smart grids

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	1
RÉSUMÉ	3
ABSTRACT	4
TABLE DES MATIÈRES	5
TABLEAU DES ABRÉVIATIONS.....	10
TABLE DES FIGURES.....	13
LISTE DES TABLEAUX	18
INTRODUCTION GÉNÉRALE	19
CHAPITRE 1. VERS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : BÂTIMENTS ET SYSTÈMES ÉLECTRIQUES	22
1.1 TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET BÂTIMENT À ÉNERGIE POSITIVE (BEPOS).....	23
1.1.1 <i>Le bâtiment au centre de la transition énergétique</i>	23
1.1.2 <i>Réglementation thermique 2012 actuelle (RT2012)</i>	23
1.1.3 <i>L'évolution législative de la transition énergétique</i>	24
1.1.4 <i>Vers la RT2020 : Exemples des labels et des types de bâtiments existants</i>	24
1.1.4.1 Bâtiment à Énergie Passive (BEPas).....	25
1.1.4.2 Bâtiment à Énergie Positive et Réduction Carbone (E+C)	25
1.1.4.3 Label BEPOS & BEPOS+ Effinergie 2017	27
1.1.5 <i>État actuel de la RT2020</i>	28
1.2 HABITAT SAIN ET CONFORTABLE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	31
1.2.1 <i>Confort hygrothermique : physiologie et psychologie</i>	31
1.2.1.1 Diminution de la productivité.....	31
1.2.1.2 Mauvaises performances et performances sanitaires.....	32
1.2.1.3 Facteurs influençant le confort thermique.....	32
• Facteurs environnementaux	32
1.2.2 <i>Les principales méthodes de caractérisation du confort</i>	32
1.2.2.1 Modèle de Fanger	32
1.2.2.2 Diagramme de Givoni	33
1.2.2.3 Le confort adaptatif : diagramme de Brager	34
1.2.2.4 Notion du confort dans les réglementations thermiques (RT)	35
1.2.3 <i>Exigences de confort</i>	35
1.2.3.1 Dans le tertiaire	35
1.2.3.2 Dans les logements.....	35
1.2.4 <i>Confort et demande énergétique</i>	36
1.3 PROBLÉMATIQUE	37
1.4 MÉTHODOLOGIE DE MISE EN ŒUVRE	37
CONCLUSION DU CHAPITRE.....	40
CHAPITRE 2. TRANSFORMATIONS DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES MODERNES	41
2.1 INTRODUCTION	42
2.2 DÉFIS DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES ET DES SOLUTIONS POUR LA FLEXIBILITÉ	44
2.2.1 <i>Sources de flexibilité dans les systèmes électriques</i>	45
2.2.2 <i>Méthodes de gestion des systèmes électriques</i>	46
2.2.3 <i>Flexibilité et marchés</i>	47
2.2.4 <i>Marché local de la flexibilité (LFM)</i>	48
2.2.4.1 Concepts de marchés locaux de la flexibilité.....	48
2.2.5 <i>Flexibilité locale en France</i>	49
2.2.5.1 Flexibilités locales.....	50

2.2.5.2	Flexibilité comme alternative aux moyens de réalimentation électrique en anticipation ou suite à un incident	50
2.2.5.3	Flexibilité pour mieux programmer les travaux.....	50
2.2.5.4	Flexibilité pour reporter les investissements	51
2.3	LES SERVICES SYSTÈME (SS) POUR LA FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE	52
2.3.1	SS : Tension / Puissance réactive.....	52
2.3.2	SS : Fréquence / Puissance active	53
2.3.3	SS : Équilibrage de charge / Réserve tournante / Capacité de réserve.....	53
2.3.4	SS : Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande (RàD) / Amortissement des oscillations de puissance.....	54
2.3.5	SS : Arbitrage énergétique.....	55
2.3.6	SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse	55
2.3.7	SS : Gestion du groupe.....	56
2.3.8	SS : Capacité de démarrage autonome / Exploitation de l'île	56
2.3.9	Particularités des SS	56
2.4	AUTOCONSOMMATION	57
2.4.1	Autoconsommation individuelle (ACI)	59
2.4.1.1	Options pour une autoconsommation améliorée	59
2.4.1.1.1	Maîtrise de la Demande en Energie (DSM)	60
2.4.1.1.2	Technologies de stockage	60
2.4.1.1.3	Les systèmes de stockage résidentiel.....	60
2.4.1.1.4	ACI améliorée.....	61
2.4.2	Autoconsommation collective (ACC)	61
2.4.3	Autoconsommation en France	63
2.4.3.1	Tarification et les principes de calcul.....	65
2.5	MICRORÉSEAU COMMUNAUTAIRE INTELLIGENT (MRCI).....	67
2.5.1	Microréseau	67
2.5.2	Composants du microréseau	69
2.5.3	Avantages du microréseau.....	70
2.5.3.1	Avantages opérationnels / techniques d'un microréseau	70
2.5.3.2	Avantages écologiques d'un microréseau	70
2.5.3.3	Avantages économiques d'un microréseau.....	70
2.5.4	Défis liés aux microréseaux	70
2.5.5	MRCI par rapport aux microréseaux traditionnels	71
2.6	L'INTÉRÊT DU COMPTAGE AVANCÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	72
2.6.1	Linky : Fonctionnalités pour le réseau de la distribution	72
2.6.2	Linky : Fonctionnalités pour les clients	73
2.6.3	Avantages supplémentaires du comptage avancé.....	74
2.6.3.1	DSM de la consommation non sensible	74
2.6.3.2	La détermination des profils de charge et les consommations électriques des appareils ménagers..	75
	CONCLUSION DU CHAPITRE.....	77

CHAPITRE 3. STRATÉGIE D'OPTIMISATION DES FLUX ÉNERGÉTIQUES DANS LES MICRORÉSEaux

COMMUNAUTAIRES.....	78	
3.1	INTRODUCTION	79
3.2	PRÉVISION DE DONNÉES	81
3.2.1	Intérêt de prévision de données pour systèmes électriques	82
3.2.2	Apprentissage en profondeur (DL) : Réseau de neurones récurrent à longue mémoire à court terme (LSTM)	83
3.3	ÉCHANGE DE LA FLEXIBILITÉ DANS UN MICRORÉSEAU	86
3.4	OPTIMISATION ET GESTION DES FLUX DE PUISSANCE OPTIMALES (OPF)	87
3.4.1	OPF : Vue générale	87
3.4.2	Types d'OPF	88
3.4.2.1	La résolution d'OPF.....	89
3.4.2.2	OPF : Contraintes.....	89

3.4.2.3	OPF : Types de fonction objectif.....	90
3.4.3	AC OPF : Cas général	90
3.4.4	DC OPF : Cas général	91
3.4.5	OPF : Formulation étendue.....	92
3.4.6	OPF : Gestion dans les MRCI.....	93
3.4.6.1	Programmation non linéaire à nombres entiers mixtes (MINLP).....	93
3.4.6.2	FO développée d'OPF pour la gestion intelligente de MRCI.....	95
3.4.6.3	MINLP : Les contraintes de minimisation	96
3.4.6.4	MINLP : Les contraintes unitaires	96
3.4.6.5	MINLP : Les contraintes de stockage.....	97
3.4.6.6	MINLP : Contraintes de la participation aux services auxiliaires	98
3.4.6.7	FO d'OPF MINLP pour le MRCI (vue détaillée).....	98
3.4.7	Prix marginal moyen localisé (LAMP).....	98
3.5	ÉVALUATION OPF : PRISE EN COMPTE DE L'INCERTITUDE DE PRÉVISION.....	99
3.5.1	Simulation Monte-Carlo (MCS) vers la programmation robuste.....	100
3.5.1.1	MCS : Formulation mathématique	103
3.6	SYSTÈME DÉVELOPPÉ DE GESTION MRCI OPTIMAL.....	104
3.6.1	Description du système	104
3.6.2	Système de prévision des données	106
3.6.3	Analyse des offres possibles de services système de flexibilité	107
3.6.4	Stratégie de flux de puissance optimal jour à l'avance (DA-OPF).....	109
3.6.5	Évaluation DA-OPF	111
3.6.6	Gestion de MRCI	115
	CONCLUSION DU CHAPITRE.....	117
CHAPITRE 4.	ÉVALUATION PRATIQUE	118
4.1	DESCRIPTION DE CAS D'ÉTUDE	119
4.1.1	Choix d'un système d'ER.....	123
4.1.2	Choix du système de stockage.....	127
4.2	PRÉVISION DE DONNÉES PAR L'APPRENTISSAGE EN PROFONDEUR (DL)	133
4.2.1	Prévision de la consommation par l'apprentissage en profondeur (DL)	133
4.2.2	Prévision de la génération PV par l'apprentissage en profondeur (DL).....	134
4.3	TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ	137
4.3.1	Prix de l'électricité : tarif Bleu d'EDF (Heures Pleines / Heures Creuses)	137
4.3.2	Prix de l'électricité : tarification dynamique.....	137
4.4	OFFRES POSSIBLES DES SERVICES SYSTÈME (SS) DE FLEXIBILITÉ	139
4.4.1	SS1 : Déplacement de charge	139
4.4.2	SS2 : Réponse à la demande.....	139
4.4.3	SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse	140
	CONCLUSION DU CHAPITRE.....	142
CHAPITRE 5.	STRATÉGIE DE FLUX DE PUISSANCE OPTIMAL JOUR À L'AVANCE (DA-OPF) DÉVELOPPÉE	143
5.1	DA-OPF (TARIFICATION DOUBLE).....	144
5.1.1	Évaluation DA-OPF	146
5.1.2	Analyse des résultats.....	147
5.2	DA-OPF (TARIFICATION DYNAMIQUE).....	151
5.2.1	Évaluation DA-OPF	154
5.2.2	Analyse des résultats.....	156
5.3	APPLICATION DE LA STRATÉGIE DÉVELOPPÉE SUR UN SYSTÈME DE TEST RÉEL.....	161
5.3.1	Description du système de test.....	161
5.3.1.1	UPEC Microgrid Lab : microréseaux électriques distribués	161
5.3.1.1	Description du cas de test	163
5.3.1.1.1	Système de gestion de l'énergie	165

5.3.1.1.2	Émulateur PV	166
5.3.1.1.3	Émulateur de la consommation	166
5.3.1.1.4	Système stockage	167
5.3.1.1.5	Émulateur du réseau électrique	167
5.3.2	Test pratique	167
	CONCLUSION DU CHAPITRE	174
	CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES	176
	ANNEXE A. TROIS EXIGENCES PRINCIPALES DE LA RT2012UR	179
ANNEXE A.1.	RT2012 : BESOINS BIOCLIMATIQUES DU BÂTIMENT (BBIO)	179
ANNEXE A.2.	RT2012 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE (CEP)	179
ANNEXE A.3.	RT2012 : CONFORT EN ÉTÉ (TICRÉF)	179
	ANNEXE B. L'ÉVOLUTION LÉGISLATIVE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN FRANCE	181
ANNEXE B.1.	LOI GRENELLE 1 (2009)	181
ANNEXE B.2.	LOI GRENELLE 2 (2010)	181
ANNEXE B.3.	LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE (LTECV) (2015)	182
ANNEXE B.4.	PLAN NATIONAL D'ACTION EN MATIÈRE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PNAEE) (2017)	182
ANNEXE B.5.	PLAN DE RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS (PREH) (2016)	183
ANNEXE B.6.	LOI ÉLAN (ÉVOLUTION DU LOGEMENT, DE L'AMÉNAGEMENT ET DU NUMÉRIQUE)	183
ANNEXE B.7.	BÂTIMENT DE BUREAUX LOWCAL	183
ANNEXE B.8.	PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) (2019)	184
	ANNEXE C. EXEMPLES EXISTANTS DU BEPOS EN FRANCE	185
ANNEXE C.1.	BÂTIMENT DE BUREAUX LOWCAL	185
ANNEXE C.2.	GROUPE SCOLAIRE PERIGNY - BÂTIMENT ADMINISTRATIF (2019)	186
ANNEXE C.3.	GROUPE SCOLAIRE DE L'ISLE D'ESPAGNAC	187
	ANNEXE D. MÉTHODES PRINCIPALES DE GESTION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES	189
ANNEXE D.1.	MÉTHODES BASÉES SUR LE MARCHÉ	189
Annexe D.1.1.	<i>Marché local de la flexibilité (LFM)</i>	189
Annexe D.1.2.	<i>Marché local de l'énergie (LEM)</i>	189
Annexe D.1.3.	<i>Contrôle basé sur le prix (PBC)</i>	190
Annexe D.1.4.	<i>Contrôle transactif (CT)</i>	190
ANNEXE D.2.	MÉTHODES BASÉES SUR LE CONTRÔLE	191
Annexe D.2.1.	<i>Centrale électrique virtuelle (VPP)</i>	191
Annexe D.2.2.	<i>Gestion active du réseau (GAR)</i>	192
	ANNEXE E. CENTRALE ÉLECTRIQUE VIRTUELLE (VPP)	193
ANNEXE E.1.	VPP : DÉFINITION	193
ANNEXE E.2.	VPP : STRUCTURE	193
	ANNEXE F. PARTICIPANTS AUX MARCHÉS LOCAUX DE LA FLEXIBILITÉ	195
	ANNEXE G. LES SERVICES SYSTÈME (SS) POUR LA FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE	197
ANNEXE G.1.	SS : TENSION / PUISSANCE RÉACTIVE	197
ANNEXE G.2.	SS : FRÉQUENCE / PUISSANCE ACTIVE	199
ANNEXE G.3.	SS : ÉQUILIBRAGE DE CHARGE / RÉSERVE TOURNANTE / CAPACITÉ DE RÉSERVE	201
ANNEXE G.4.	SS : PLANIFICATION / EFFACEMENT DE LA CONSOMMATION / RÉPONSE À LA DEMANDE (RAD) / AMORTISSEMENT DES OSCILLATIONS DE PUISSANCE	202
Annexe G.4.1.	<i>SS : Déplacement de charge</i>	202
Annexe G.4.2.	<i>SS : Amortissement des oscillations de puissance</i>	203
ANNEXE G.5.	SS : ARBITRAGE ÉNERGÉTIQUE	203
ANNEXE G.6.	SS : RÉGULATION DE LA CAPACITÉ À LA HAUSSE ET À LA BAISSÉ	203

ANNEXE G.7.	SS : GESTION DU GROUPE	204
ANNEXE G.8.	SS : CAPACITÉ DE DÉMARRAGE AUTONOME / EXPLOITATION DE L'ÎLE	204
ANNEXE H.	AXES DE LA FLEXIBILITÉ EN FRANCE (SELON ENEDIS)	205
ANNEXE H.1.	FLEXIBILITÉ COMME ALTERNATIVE AUX MOYENS DE RÉALIMENTATION ÉLECTRIQUE EN ANTICIPATION OU SUITE À UN INCIDENT	205
ANNEXE H.2.	FLEXIBILITÉ POUR MIEUX PROGRAMMER LES TRAVAUX.....	205
ANNEXE H.3.	FLEXIBILITÉ POUR REPORTER LES INVESTISSEMENTS.....	206
ANNEXE I.	OPTIONS POUR UNE AUTOCONSOMMATION AMÉLIORÉE	207
ANNEXE J.	ACI AMÉLIORÉE	210
ANNEXE K.	TARIFICATION ET LES PRINCIPES DE CALCUL DE TURPE ET TURPE ACC.....	211
ANNEXE L.	LES AVANTAGES ET DÉFIS POLITIQUES ET ÉCONOMIQUES DE L'AUTOCONSOMMATION.....	213
ANNEXE L.1.	LES AVANTAGES	213
ANNEXE L.2.	LES DÉFIS	214
ANNEXE M.	COMPOSANTS DU MICRORÉSEAU	216
ANNEXE M.1.	RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES (DER)	216
<i>Annexe M.1.1.</i>	<i>Microturbinés.....</i>	216
<i>Annexe M.1.2.</i>	<i>Piles à combustible.....</i>	217
ANNEXE M.2.	ÉQUIPEMENT DE STOCKAGE	217
ANNEXE M.3.	CONSOMMATION	218
ANNEXE M.4.	SYSTÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE (EMS).....	218
ANNEXE N.	DÉFIS LIÉS AUX MICRORÉSEAUX	219
ANNEXE O.	AVANTAGES OPÉRATIONNELS / TECHNIQUES D'UN MICRORÉSEAU	221
ANNEXE P.	PRIX D'ÉLECTRICITÉ POUR LES CONSOMMATEURS RÉSIDENTIELS (<36KVA) TARIF BLEU D'EDF (BASE / HEURES CREUSES) SELON ENEDIS	222
ANNEXE Q.	LA STRATÉGIE DÉVELOPPÉE POUR LE SS : RÉGULATION DE CAPACITÉ À LA HAUSSE ET À LA BAISSÉ	223
ANNEXE Q.1.	SS : RÉGULATION DE BESS À LA HAUSSE.....	226
ANNEXE Q.2.	SS : RÉGULATION DE BESS À LA BAISSÉ.....	228
ANNEXE R.	ALFORTVILLE : DONNÉES CLIMATIQUES, SOLAIRES ET D'IRRADIATION CUMULÉES	230
ANNEXE S.	KOKAM HIGH POWER TYPE KCE-5061 -5 MWH.....	231
ANNEXE T.	CARACTÉRISTIQUES DES COMPOSANTES DE LA PLATEFORME « UPEC MICROGRID LAB »	232
ANNEXE U.	ÉVALUATION DA-OPF	235
ANNEXE U.1.	ÉVALUATION DA-OPF (TARIFICATION DOUBLE, SS1).....	235
ANNEXE U.2.	ÉVALUATION DA-OPF (TARIFICATION DOUBLE, SS3).....	237
ANNEXE U.3.	ÉVALUATION DA-OPF (TARIFICATION DYNAMIQUE, SS1).....	238
ANNEXE U.4.	ÉVALUATION DA-OPF (TARIFICATION DYNAMIQUE, SS3).....	240
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		243

TABLEAU DES ABRÉVIATIONS

AC : Courant Alternatif (<i>Alternating Current</i>)	passim
ACC : Autoconsommation Collective	passim
ACI : Autoconsommation Individuelle	passim
AEA : Armoire d'Autoconsommation d'Énergie.....	passim
ANN : Réseaux de Neurones Artificiels (<i>Artificial Neural Networks</i>).....	82, 83, 84
BBC : Bâtiment Basse Consommation.....	passim
BbioMAX : La valeur maximale de Bbio	180, 187, 188, 189
BEPas : Bâtiment à Énergie Passive	25
BEPOS : Bâtiment à Énergie Positive.....	passim
BESS : Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie (<i>Battery Energy Storage Systems</i>) .	passim
BilanBEPOS : Bilan Global d'Énergie (énergie primaire et énergie tous usages)	25, 26
BRP : Responsable d'Équilibre (<i>Balance Responsible Partie</i>).....	passim
BT : Basse Tension	passim
Cep : Coefficient d'Énergie Primaire	180, 187, 188, 189
CERTES : Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes, IUT CV, UPEC.....	21, 38, 162, 163
CESS : Système de Stockage d'Énergie Centralisé (<i>Centralized Energy Storage System</i>) .	passim
CRE : Commission de Régulation de l'Énergie.....	passim
CT : Contrôle Transactif.....	passim
DA-OPF : Stratégie de Flux de Puissance Optimal Jour à l'Avance (<i>Day-Ahead Optimal Power Flow</i>)	passim
DC : Courant Continu (<i>Direct Current</i>)	passim
DER : Ressources Énergétiques Distribuées (<i>Distributed Energy Resources</i>)	passim
DG : Réseau de Distribution (<i>Distribution Grid</i>).....	passim
DL : Apprentissage en Profondeur (<i>Deep Learning</i>)	passim
DoD : Profondeur de Décharge (%).....	129
DSM : Maîtrise de la Demande en Énergie (<i>Demand Side Management</i>).....	passim
DSO : Opérateur de Réseau de Distribution (<i>Distribution System Operator</i>).....	passim
E+C- : Bâtiment à Énergie Positive et Réduction Carbone.....	passim
ECS : Eau Chaude Sanitaire.....	passim
EDF : Électricité de France.....	137, 138, 224
ÉLAN : Loi d'Évolution du Logement, de l'Aménagement et du Numérique.....	29, 184
EMS : Système de Gestion de l'Énergie (<i>Energy Management System</i>).....	passim
ER : Énergies Renouvelables	passim
ERL : Emetteur Radio Linky	74
FO : Fonction d'Optimisation	passim
GAR : Gestion Active de Réseau.....	47, 193
GD : Génération Distribués (<i>Distributed Generation</i>).....	42, 46, 87
GES : Gaz à Effet de Serre.....	passim
GPU : Processeur Graphique (<i>Graphics Processing Unit</i>)	102, 134

HRES : Systèmes Hybrides d'Énergie Renouvelable (<i>Hybride Renewable Energy Systems</i>)... 57, 60, 209	
HTA : Haut Tension type A (1.5-75kV AC)	passim
HVAC : Chauffage, Ventilation et Climatisation (<i>Heating, Ventilation, and Air Conditioning</i>)	passim
ICT : Technologies de l'Information et de la Communication (<i>Information and Communication Technologies</i>)	passim
J+1 : Jour à l'Avance (<i>Day-ahead</i>)	190
kWh_{ep} : Kilowatt/Heure d'Énergie Primaire	passim
LAMP : Prix Marginal Moyen Localisé (<i>Locational Average Marginal Price</i>).....	passim
LEM : Marché Local de l'Énergie (<i>Local Energy Market</i>).....	passim
LFM : Marché Local de la Flexibilité (<i>Local Flexibility Market</i>).	passim
LMP : Prix Marginal Localisé (<i>Locational Marginal Price</i>).....	98, 147, 155
LSTM : Réseau de Neurones Récurrent à Longue Mémoire à Court Terme (<i>Long Short-Term Memories</i>)	passim
LTECV : Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte.....	passim
MAE : Erreur Moyenne Entière (<i>Mean Average Error</i>).....	86, 137, 172, 173
MAPE : Erreur Moyenne Absolue en Pourcentage (<i>Mean Absolute Percentage Error</i>). 86, 137, 172, 173	
MILP : Programmation Linéaire à Nombres Mixtes (<i>Mixed Integer Linear Programming</i>).....	94
MINLP : Programmation Non Linéaire à Nombres Entiers Mixtes (<i>Mixed Integer Nonlinear Programming</i>)	passim
MPPT : Suivi du Point Maximal de Puissance (Maximum Power Point Tracking) 167, 168, 169, 173	
MRCI : Microréseau Communautaire Intelligent (<i>Smart Community Microgrid</i>).....	passim
MSA : Marchés des Services Auxiliaires.....	passim
NLP : Programmation Non Linéaire (<i>NonLinear Programming</i>)	94
OPF : Flux de Puissance Optimal (<i>Optimal Power Flow</i>).....	passim
P2P : Commerce d'Énergie Entre Pairs (<i>Peer-to-Peer</i>).....	44, 190, 191
PàC : Pile à Combustible.....	passim
PàCh : Pompe à Chaleur.....	passim
PBC : Contrôle Basé sur le Prix (<i>Price Based Control</i>)	47, 191
PCC : Point de Couplage Commun	68, 69, 217
PMP : Principe du Maximum de Pontriaguine.....	94
PMV : Vote Moyen Prévisible (<i>Predicted Mean Vote</i>).....	32, 33
PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.....	29, 119, 123, 185
Prosommateur : Producteur et Consommateur.....	passim
PV : Photovoltaïque.....	passim
RàD : Réponse à la Demande (<i>Demand Response</i>).....	passim
RE2020 : Réglementation Environnementale 2020 (RT2020)	29, 35, 177
RNN : Réseaux de Neurones Récurrent (<i>Recurrent Neural Networks</i>).....	83
RT : Réglementation Thermique	23, 35, 184
RT2012 : Réglementation Thermique 2012	passim
RT2020 : Réglementation Thermique 2020	passim

RTE : Réseau de Transport d'Électricité	138, 139, 199
SCADA : Système de Contrôle et d'Acquisition de Données en Temps Réel (<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>).....	passim
SE : Surproduction d'Énergie.....	passim
SNBC : Stratégie Nationale Bas-Carbone	29, 184, 185
SOC : État de Charge (<i>State of charge</i>)	passim
SS : Services Système (<i>Ancillary Services</i>)	passim
TAé : Taux d'Autoconsommation d'Électricité.....	71, 127, 220
TC : Durée d'Appel (<i>Time of Call</i>)	225, 226, 228, 230
TIC : Température Intérieure Conventiennelle en période de forte chaleur	180, 187, 188, 189
TICréf : La valeur de référence TIC	passim
TP : Taux de Pénétration	123, 124, 127
TSO : Gestionnaire de Réseau de Transport (<i>Transmission System Operator</i>)	passim
TURPE : Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité.....	passim
TURPE ACC : TURPE dédié à l'autoconsommation collective (ACC).....	passim
UC : Ultracondensateurs	57, 204
UE : Union Européenne	passim
UPEC : Université Paris-Est Créteil	passim
VE : Véhicule Electrique.	passim
VPP : Centrale Electrique Virtuelle (<i>Virtual Power Plant</i>).....	passim
ZC : Zone de l'Appel (<i>Zone of Call</i>)	225, 228

TABLE DES FIGURES

Figure 1 : L'offre et la demande d'électricité, vue simplifiée.....	19
Figure 2 : L'évaluation des normes françaises en matière d'efficacité des bâtiments (source [2]).	23
Figure 3 : L'évolution législative de la transition énergétique en France.....	24
Figure 4 : La structure de l'indicateur BilanBEPOS	26
Figure 5 : RT2020 : L'évaluation de la performance environnementale sur le cycle de vie du bâtiment.....	27
Figure 6 : Modèle de Fanger : plages de sensibilité à la vitesse d'air correspondant à un PMV compris entre -0,5 et +0,5.....	33
Figure 7 : Le diagramme de Givoni (source [34]).....	34
Figure 8 : Exemple du diagramme de Brager (source [35]).	34
Figure 9 : Confort de bâtiment résidentiel a) Les zones de confort de bâtiment possibles b) La plage de confort hygrothermique acceptable (numéro 4) (source [37]).....	36
Figure 10 : Le diagramme schématique des systèmes multiénergies.	43
Figure 11 : Diagramme des transformations des systèmes électriques modernes.....	44
Figure 12 : Sources possibles de flexibilité dans un système de distribution électrique.	46
Figure 13 : Méthodes principales de gestion des systèmes électriques.....	47
Figure 16 : Représentation générale du LFM	48
Figure 17 : Exemple de contractualisation de la flexibilité selon Enedis (source [102]).	51
Figure 18 : SS : Tension / Fréquence / Puissance active et réactive	53
Figure 19 : SS : Équilibrage de charge / Planification / Effacement de la consommation (à gauche), SS : Capacité de réserve (à droite)	53
Figure 20 : SS: Réserve tournante	54
Figure 21 : SS : Déplacement de charge / Amortissement des oscillations de puissance	55
Figure 22 : Le profil journalier de la génération PV (zone B et C) et la consommation journalière (zone A et C).	58
Figure 23 : Architecture de microréseau généralisé.....	67
Figure 24 : Architecture radiale du microréseau de base.....	69
Figure 25 : Vu du DG : 4 grands phénomènes caractérisant la transition énergétique en France (source [175]).	73
Figure 26 : Exemple d'application du SS : Réponse à la demande assuré par les compteurs Linky	75
Figure 27 : Un exemple de la détermination des profils de charge et des consommations électriques des appareils ménagers sur le profil de la consommation totale d'un ménage... 75	
Figure 28 : La vue du réseau de la distribution électrique d'une commune en termes d'échange d'information.....	79
Figure 29 : Le réseau de distribution électrique d'un microréseau intelligent communautaire (MRCI) en termes d'échange d'information.	80
Figure 30 : Réseau de neurones récurrent déroulé (source [203]).	83

Figure 31 : Schéma principal de la structure cellulaire cachée du réseau de mémoire à longue mémoire à court terme (LSTM).....	84
Figure 32 : Organigramme d'une cellule de réseau neuronal LSTM	85
Figure 33 : Solutions possibles aux problèmes d'optimisation.....	89
Figure 34 : Étapes de modélisation des incertitudes de prévision de simulation Monte-Carlo.	101
Figure 35 : Vue générale de l'algorithme de la gestion MRCI développée.	105
Figure 36 : Algorithme principal du système de définition de la stratégie prédictive de gestion MRCI développée (DA-OPF).....	106
Figure 37 : La séquence « Prévision de données $J + 1$ » sur l'algorithme principal développé.	107
Figure 38 : L'étape « Analyse des offres possibles de SS de flexibilité » sur l'algorithme principal développé (Figure 36).	107
Figure 39 : Description complète de l'étape « Analyse des offres possibles de SS de flexibilité ».	108
Figure 40 : Les flux d'informations de la séquence « OPF » et son positionnement relatif au schéma d'algorithme principal développé.....	109
Figure 41 : Description complète de la séquence « OPF ».	110
Figure 42 : Les flux d'information de la séquence « Évaluation DA-OPF » et son positionnement relatif au schéma d'algorithme principal développé.	111
Figure 43 : Description complète de la séquence « Évaluation DA-OPF ».	113
Figure 44 : Modélisation des incertitudes de prévision de données par MCS	114
Figure 45 : Les flux d'information de la partie « Gestion » du MRCI et son positionnement dans l'algorithme principal développé.....	115
Figure 46 : Carte de localisation d'Alfortville par rapport à Paris.....	119
Figure 47 : Description, vue 2D et 3D d'Alfortville (source [279]).	120
Figure 48 : Consommation et thermosensibilité électriques par secteur d'activité. À droite, la carte de la distribution du nombre d'abonnés, à gauche la consommation (source [281]).	120
Figure 49 : Alfortville : La consommation annuelle résidentielle (2019, résolution : une demi-heure) (source [281]).	121
Figure 50 : Alfortville : Le profil de la consommation annuelle résidentielle (2019, résolution : 12 heures) et hebdomadaire (source [281]).	121
Figure 51 : Alfortville : Répartition des valeurs de la consommation résidentielle moyenne par mois et par jours de la semaine.....	122
Figure 52 : Cartographie des réseaux exploités par Enedis (source [282]).	122
Figure 53 : La consommation et la génération PV considérée de MRCI Alfortville (2019, résolution : demi-heure).	125
Figure 54 : MRCI Alfortville : Le surplus d'énergie journalier non-autoconsommé.....	126
Figure 55 : MRCI Alfortville : La distribution des valeurs de la SE non-autoconsommée en fonction du nombre de jours.	126
Figure 56 : La durée et la fréquence moyenne de coupure en réseau BT d' Enedis (source [302]).	128
Figure 57 : La durée et la fréquence moyenne de coupure en réseau HTA d' Enedis (source [302]).	128

Figure 58 : Vue simplifiée du DG (HTA) d'Alfortville (source [282]).	130
Figure 59 : Emplacement approximatif des DER de MRCI Alfortville .	131
Figure 60 : La vue synthétisée du DG du MRCI Alfortville .	131
Figure 61 : L'évaluation de la température, des conditions météorologiques et du vent pour le 17 décembre 2019 (source Météo France [309]).	133
Figure 62 : Le processus d'entraînement du réseau DL LSTM (consommation).	134
Figure 63 : Les profils prévus et réels de la consommation d'Alfortville pour le 17 décembre 2019.	135
Figure 64 : La génération PV considérée de MRCI Alfortville (2019, résolution : demi-heure).	135
Figure 65 : La génération PV considérée de MRCI Alfortville (2019, résolution : 12 heures).	135
Figure 66 : Le processus d'entraînement du réseau DL LSTM (génération PV).	136
Figure 67 : Les profils prévus et réels de la génération PV d'Alfortville pour le 17 décembre 2019.	136
Figure 68 : Le profil du prix de l'électricité dans le DG (« tarification double » : heures pleines, heures creuses).	138
Figure 69 : L'évolution du prix du marché de gros pour la France le 17 décembre 2019 (source RTE [310]).	138
Figure 70 : Le profil de consommation pour SS : Déplacement de charge obtenu.	139
Figure 71 : Le profil de consommation pour le SS2 : Réponse à la demande obtenue.	140
Figure 72 : La courbe prévue de la consommation avec le « SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse » intégré.	141
Figure 73 : Les données d'entrée et de sortie de la séquence « OPF » pour les cas SS0-SS3 .	145
Figure 74 : La stratégie prédictive de gestion MRCI DA – OPFJ + 1(SS1) .	145
Figure 75 : La stratégie prédictive de la gestion du MRCI DA – OPFJ + 1(SS3) .	147
Figure 76 : DA – OPFJ + 1e : L'opération du CESS (en jaune) et son SOC (en noir pointillé).	148
Figure 77 : DA – OPFJ + 1e : Évaluation du LAMP par rapport au prix de l'électricité (« tarification double »).	148
Figure 78 : Version graphique de l'évolution du prix de l'électricité de MRCI .	151
Figure 79 : Le profil du prix de l'électricité dans le DG considéré pour le 17 février 2020 (« tarification dynamique »).	152
Figure 80 : DA-OPF : Comparaison des cas « tarification double » et « tarification dynamique » pour SS0 .	152
Figure 81 : Les données d'entrée et de sortie de la séquence « OPF » pour les cas SS0-SS3 (« tarification dynamique »).	153
Figure 82 : La stratégie prédictive de gestion du MRCI DA – OPFJ + 1(SS1) (« tarification dynamique »).	154
Figure 83 : La stratégie prédictive de gestion du MRCI DA – OPFJ + 1(SS3) (« tarification dynamique »).	155
Figure 84 : DA – OPFJ + 1e : l'opération du CESS et le SOC (« tarification dynamique »).	156

Figure 85 : DA – OPFJ + 1e : Évaluation du LAMP par rapport au prix de l'électricité (« tarification dynamique »).....	156
Figure 86 : Version graphique de l'évolution du prix de l'électricité de MRCI	159
Figure 87 : La réduction du prix final de l'électricité du MRCI pour tous les cas étudiés (« tarification double » et « tarification dynamique ») par rapport au cas de « Base » (« tarification double »).....	160
Figure 88 : « UPEC Microgrid Lab » - plateforme multifonctionnelle (Multisources / Multiénergies).....	161
Figure 89 : « Smart Metering Living Lab » (UPEC, CERTES).....	162
Figure 90 : Les profils de la référence de la génération PV et la consommation électrique pour l'évaluation pratique à petite échelle.....	164
Figure 91 : Le schéma principe d'entrées et de sorties de système de test pratique.....	164
Figure 92 : L'équipement de la plateforme de test pratique du MRCI utilisé.....	165
Figure 93 : L'interface WEB de la plateforme de la gestion d' AEA	166
Figure 94 : Évaluation pratique : Jour 1 : Le jour ensoleillé et la participation dans SS3 (reprends le DA – OPFJ + 1e pour la SS3 , cas « tarification dynamique » de la section 5.2).	168
Figure 95 : Évaluation pratique : Jour 2 : Le jour nuageux et la participation dans SS . Mesures réelles (lignes continues) et les profils (lignes pointillées).	169
Figure 96 : Évaluation pratique : Jour 3 : Le jour ensoleillé et la consommation normale de MRCI (pas de SS).	170
Figure 97 : Évaluation pratique : Jour 4 : Le jour nuageux et la consommation normale de MRCI (pas de SS).	170
Figure 98 : L'apport solaire pour des saisons différentes (source [4]).	180
Figure 99 : Le bâtiment de bureaux LowCal (source [312]).	185
Figure 100 : La Groupe Scolaire Perigny – bâtiment administratif / demi-pensions (source [312]).	186
Figure 101 : Le Groupe Scolaire de l'Isle d'Espagnac (source [312]).	187
Figure 102 : L'application du LFM pour l'optimisation du marché de la flexibilité pour « Jour à l'avance (J + 1) » et pour « Intra-journalier (I – J) ».	190
Figure 103 : Structure générale de la VPP et du marché d'énergie.....	191
Figure 104 : La composition des tarifs réglementés de vente d'électricité (sur la base du TRV résidentiel moyen au 1er juin 2019) (source [352]).	211
Figure 105 : Schéma décrivant les interactions entre LFM, DSO, l'Agrégateur et les Prosommateurs	224
Figure 106 : Échange de données entre LFM, DSO et l'Agrégateur	224
Figure 107 : Interactions de données entre LFM (DSO), Agrégateur et Prosommateurs pour le SS : Régulation de BESS à la hausse et à la baisse	225
Figure 108 : Organigramme du service de flexibilité de régulation à la hausse de BESS	226
Figure 109 : Un exemple graphique de l'évaluation SOC de BESS dans le cadre du service de flexibilité de régulation a) Cas « Call », b) Pas de cas « Call ».	227
Figure 110 : Organigramme du service de flexibilité de régulation à la baisse de BESS	228
Figure 111 : Un exemple graphique de l'évaluation SOC de BESS résidentielle dans le cadre du service de flexibilité de régulation à la baisse a) Cas « Call », b) Pas de cas « Call ».	229

Figure 112 : Les caractéristiques techniques des unités de stockage de type KCE KOKAM(source [382]).....	231
Figure 113 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: La génération PV (MCS, $N=24$).....	235
Figure 114 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: La consommation du MRCI (MCS, $N=24$).235	
Figure 115 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: L'opération du DG (DA-OPF, $N=24$).....	236
Figure 116 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: L'opération du CESS (DA-OPF, $N=24$)......	236
Figure 117 : Évaluation $DA - OPFJ + 1SS1$: Le LAMP (DA-OPF, $N=24$).	236
Figure 118 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: La génération PV (MCS, $N=61$).	237
Figure 119 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: La consommation du MRCI (MCS, $N=61$). 237	
Figure 120 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: L'opération du DG (DA-OPF, $N=61$).....	237
Figure 121 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: L'opération du CESS (DA-OPF, $N=61$).....	238
Figure 122 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: Le LAMP (DA-OPF, $N=61$).	238
Figure 123 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: La génération PV (MCS, « tarification dynamique », $N=39$).	239
Figure 124 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: La consommation du MRCI (MCS, « tarification dynamique », $N=39$).	239
Figure 125 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: L'opération du DG (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=39$).	239
Figure 126 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS1)$: L'opération du CESS (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=39$).	240
Figure 127 : Évaluation $DA - OPFJ + 1SS1$: Le LAMP (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=39$).	240
Figure 128 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: La génération PV (MCS, « tarification dynamique », $N=61$).	240
Figure 129 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: La consommation du MRCI (MCS, « tarification dynamique », $N=61$).	241
Figure 130 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: L'opération du DG (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=61$).	241
Figure 131 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: L'opération du CESS (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=61$).	241
Figure 132 : Évaluation $DA - OPFJ + 1(SS3)$: Le LAMP (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=69$).	242

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Évaluation de la performance environnementale au cours du cycle de vie du bâtiment.....	27
Tableau 2 : Cadres communautaires de l'autoconsommation et de l'énergie dans certains États membres de l'UE et en Suisse (RP - Réseau privé, juin 2019).	62
Tableau 3 : Les différences entre le MRCI et le microréseau conventionnel.	71
Tableau 4 : Évaluation pratique : données de la MRCI Alfortville.	132
Tableau 5 : La MAPE et la MAE de données prévues.	137
Tableau 6 : La séquence « OPF » : les valeurs de la FO pour les SS (« tarification double »)144	
Tableau 7 : Les valeurs opérationnelles de la DA – OPFJ + 1e (« tarification double »)..	148
Tableau 8 : Analyse économique de l'opération du MRCI Alfortville en simulation du 17 décembre 2019.	149
Tableau 9 : L'évaluation du prix de l'électricité (en pour cent) pour les cas différents sous la considération (système : « tarification double »).	150
Tableau 10 : La séquence « OPF » : les valeurs de la FO pour les SS considérés (« tarification dynamique »). Comparaison avec la « tarification double ».....	153
Tableau 11 : Les valeurs opérationnelles de la DA – OPFJ + 1e (« tarification dynamique ») par rapport au cas « tarification double ».	157
Tableau 12 : Analyse économique d'opération du MRCI Alfortville en simulation du 17 décembre 2019. Comparaison économique avec le cas « tarification double ».....	157
Tableau 13 : L'évaluation du prix de l'électricité (en pour cent) pour les cas différents sous la considération pour cas « tarification dynamique » (entre parenthèses pour « tarification double »).	159
Tableau 14 : Des valeurs opérationnelles de l'évaluation pratique pour les jours sous considération.....	171
Tableau 15 : Les valeurs de la MAPE et de la MAE des cas considérés.	172
Tableau 16 : Sommaire des projets de BBC et BEPOS en France (début 2020, source [312]).	185
Tableau 17 : Description générale du projet LowCal (source [312]).	186
Tableau 18 : Description générale du projet de groupe scolaire Perigny (source [312]).	187
Tableau 19 : Description générale du projet du groupe scolaire de l'Isle d'Espagnac (source [312]).	188
Tableau 20 : Prix d'électricité pour les consommateurs résidentiels (<36kVA) (TTC, source [375])	222
Tableau 21 : Données climatiques annuelles cumulées d'Alfortville (source [293]).....	230
Tableau 22 : Données solaires cumulées d'Alfortville (source [293]).....	230
Tableau 23 : Données d'irradiation d'Alfortville (source [293]).	230

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La transition énergétique et les dynamiques qu'elle entraîne sur les activités socio-économiques génèrent des défis importants à résoudre notamment sur les modes de production, de stockage et de consommation énergétique. Parmi les vecteurs mis en œuvre, l'augmentation importante du taux de pénétration des énergies renouvelables se présente comme une voie prometteuse, notamment à travers le développement des productions distribuées et les microréseaux.

En raison de l'intermittence des ressources énergétiques renouvelables, leur intégration aux réseaux électriques nationaux pose la nécessité de disposer d'une plus grande capacité de manœuvre (flexibilité) pour compenser ces effets. De la même manière, les systèmes électriques ont un besoin de renforcement local pour répondre à ces défis, ainsi qu'à une demande croissante de l'électricité. La Figure 1 présente la version représentative du processus de la gestion du réseau électrique.

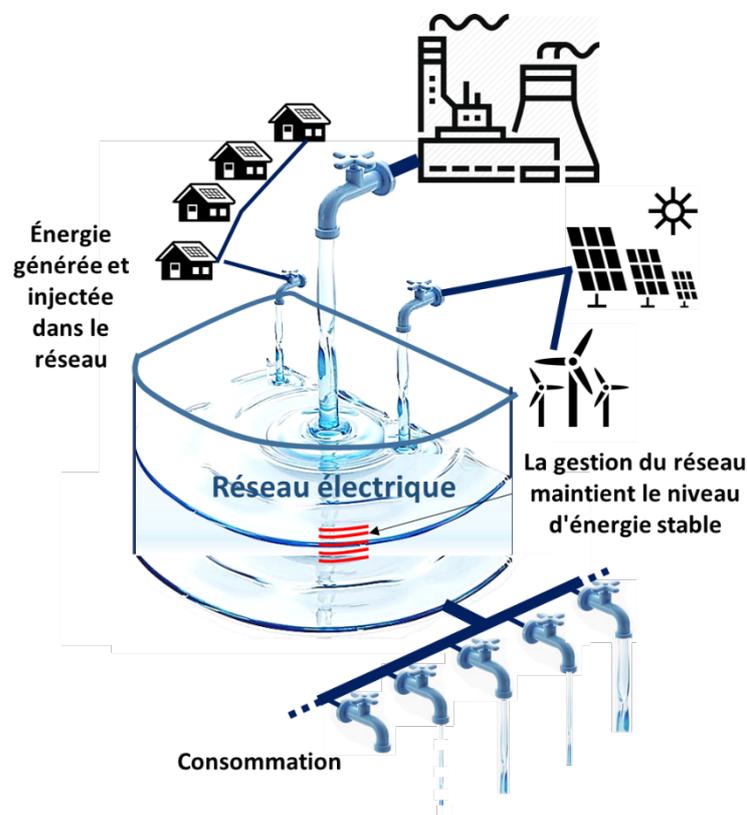


Figure 1 : L'offre et la demande d'électricité, vue simplifiée.

Actuellement, la consommation du secteur de bâtiments en France représente près de 40% de la consommation énergétique Française. Pour cela, parmi les grands enjeux de la nouvelle **RT2020 (RE2020)**, l'efficacité énergétique, l'intégration des sources des énergies renouvelables et la gestion intelligente de la consommation énergétique du bâtiment occupent une bonne place. La gestion des bâtiments doit être effectuée en respectant la notion d'habitat sain et confortable tout en aidant les citoyens à trouver les moyens et mécanismes de contribuer à la transition énergétique à travers diverses démarches (éco-gestes, autoconsommation, autoproduction ...).

Cela entraîne une pluralité d'acteurs sur le marché de l'énergie ainsi qu'une diversification des sources de production interconnectées constituant un écosystème de plus en plus complexe dont l'efficacité nécessite des systèmes intelligents de gestion.

Ainsi, le secteur du bâtiment prend un rôle très important sur le processus de neutralité carbone et de transition énergétique grâce aux sources d'énergie renouvelables intégrées et aux moyens avancés de gestion énergétique. Le secteur du bâtiment est considéré comme une source importante de la flexibilité et du renforcement local du réseau électrique, tout en assurant le confort à tout moment. Par ailleurs, les communautés locales des nouveaux bâtiments à basse consommation peuvent créer des microréseaux et agir ensemble plus efficacement grâce à l'autoconsommation individuelle et collective, tout en contribuant à la flexibilité du réseau. Cela permet d'optimiser l'efficacité énergétique et de réduire l'impact environnemental global, de renforcer le réseau électrique par les moyens locaux de flexibilité et de retarder les investissements de sa rénovation. La notion de flexibilité devient ainsi très importante dans un tel contexte.

Ces dernières années, l'agrégation des sources d'énergie distribuées et l'émergence d'autoconsommateurs individuels et collectifs sur un nœud de puissance rendent les flux énergétiques multidirectionnels dont l'optimisation par les Agrégateurs se base sur une exploitation de données et d'outils d'aide à la décision. Différents types de flexibilité peuvent être fournis au réseau par des services système divers (services auxiliaires). Les ménages, qui ont été consommateurs, grâce aux nouveaux bâtiments efficaces et intelligents, ainsi que les sources d'énergie renouvelable, peuvent devenir Prosommateurs ou autoconsommateurs. Grâce à des systèmes de gestion active de la consommation énergétique, ils peuvent aussi participer au marché local de la flexibilité en interagissant avec l'Agrégateur, qui prennent en considération toutes les contraintes, ainsi que les limites unitaires et systémiques, le prix de l'électricité, le marché de flexibilité, etc.

L'objet des travaux de thèse de ce document vise à étudier cette problématique de gestion de la flexibilité des réseaux électriques à travers l'intégration des microréseaux, notamment urbains, dans une démarche d'autoconsommation. La gestion de la flexibilité est réalisée à travers un système de gestion prédictif original développé au cours de ces travaux. Le système proposé associe, de manière itérative, les algorithmes d'apprentissage neuronal récurrent à longue mémoire à court terme (**LSTM**), les méthodes classiques d'optimisation des flux de puissance (**OPF**) basées sur la programmation non linéaire à nombres mixtes (**MINLP**), et des critères d'évaluation dynamique et d'aide à la décision par la simulation Monte-Carlo. La principale fonction multivariable du coût à minimiser est basée sur l'estimation prédictive, la veille pour le lendemain (prévision « **J+1** »), du prix marginal moyen localisé (**LAMP**) aux différents nœuds du réseau électrique. Aussi cette fonction intègre la notion des services système de flexibilité. Les algorithmes gèrent les négociations entre l'agrégateur et les usagers du réseau électrique, analysent de manière itérative les différents scénarios de services système de flexibilité et valident le choix de la configuration optimale pour le lendemain. L'algorithme aussi permet de prendre en compte l'erreur de prévision ainsi que son impact possible sur la gestion du microréseau.

Ce système de gestion a été évalué d'abord par les simulations, ensuite sur une plateforme d'équipements réels, lui-même, aussi développé au cours de cette thèse. Les simulations sont basées sur le cas de conversion d'une commune urbaine réelle en microréseau communautaire (**MRCI**) (basées sur des données de flux énergétiques des villes de la région parisienne disponible en « *open data* » d'**Enedis**) et l'application ultérieure du système de gestion développé sur ce microréseau communautaire. Des tests expérimentaux ont aussi été conduits afin de valider les algorithmes et la stratégie sur la plateforme technologique développée au Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (**CERTES**) de l'**UPEC**. Celle-ci intègre différentes sources de puissance (photovoltaïque, éolien, émulateur de réseau électrique, batteries lithium, charges électriques, réseau de capteurs de mesure ...) sous forme de microréseau doté d'un système de télégestion. Les résultats sont présentés et analysés.

Dans le mémoire, les travaux de cette thèse sont présentés de manière suivante :

Le **chapitre 1** présente les processus législatifs vers la transition énergétique, avec un accent mis sur le secteur du bâtiment ainsi que la description des notions d'habitat sain et confortable.

Le **chapitre 2** décrit la revue bibliographique des processus de transformation des réseaux électriques actuels, la revue des services de flexibilité existants, le concept d'autoconsommation individuelle et collective en France et dans le monde, ainsi que l'introduction de la notion du microréseau communautaire intelligent.

Le **chapitre 3** décrit l'état de l'art dans les domaines de la prévision des données, l'optimisation et la gestion de la puissance du réseau ainsi que les systèmes d'évaluation des résultats. Est aussi présenté en détail le système de la gestion prédictive original développé au cours des travaux de cette thèse.

Le **chapitre 4** décrit en détail le cas de l'étude pour l'évaluation pratique du système de gestion développé : la description de la communauté réelle, les étapes de la conversion et les choix raisonnés des composants. Ce chapitre effectue la prévision des données communautaires et la définition des politiques de la tarification du cas d'étude.

Le **chapitre 5** présente le processus de fonctionnement du système de la gestion développée précédemment, les évaluations des résultats ainsi que les tests pratiques sur une plateforme d'équipements réels pour émuler le microréseau à petite échelle, lui-même, aussi développé au cours de cette thèse.

Chapitre 1. **Vers la transition énergétique : Bâtiments et systèmes électriques**

L'État français s'est engagé dans des obligations sans précédentes : la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la décarbonisation de son économie et la transition des sources d'énergie centralisées, hautement carbonées et non renouvelables, vers des sources renouvelables, distribuées et peu polluantes.

L'objectif de ce chapitre est de décrire l'évolution des processus législatifs et réglementaires dans le secteur énergétique et particulièrement dans le secteur du bâtiment qui s'est produit au cours de ces dernières années. Seront présentés les nouveaux bâtiments à énergie positive et les bâtiments à basse consommation. Ces bâtiments ont des performances énergétiques extraordinaires et sont également sains et confortables pour leurs utilisateurs. Ils vont être largement promus au cours de ces prochaines années.

1.1 Transition énergétique et bâtiment à énergie positive (BEPOS)

1.1.1 Le bâtiment au centre de la transition énergétique

Après l'Accord de Paris et la **Conférence des Parties 21 (COP21)**, l'État français et les acteurs de la construction se sont engagés avec une ambition sans précédentes pour construire des bâtiments à énergie positive associés à des taux de carbone émis très bas. La France a mis le secteur du bâtiment au centre de sa stratégie pour relever le défi du changement climatique et l'amener vers la transition énergétique, car ce secteur émet 25% des émissions de **Gaz à Effet de Serre (GES)** et représente plus de 45% de la consommation énergétique nationale ([1], 2017).

Des 2021, la **Réglementation Thermique (RT) 2020** va prendre en compte et renforcer les restrictions de la réglementation précédente (**RT2012**) de même qu'elle introduit de nouvelles ambitions pour les nouveaux bâtiments. La **RT2020** se base sur le concept de **Bâtiment à Énergie Positive (BEPOS)** ainsi que celui de bâtiment à faible empreinte carbone prenant en compte les émissions de **GES** tout au long de leur cycle de vie (depuis la conception jusqu'à la démolition/recyclage). La **RT2020** représente également une avancée significative pour la « transition énergétique » et la « croissance verte ». La Figure 2 ci-dessous présente le processus d'évaluation des règlements gouvernementaux en France de nos jours.

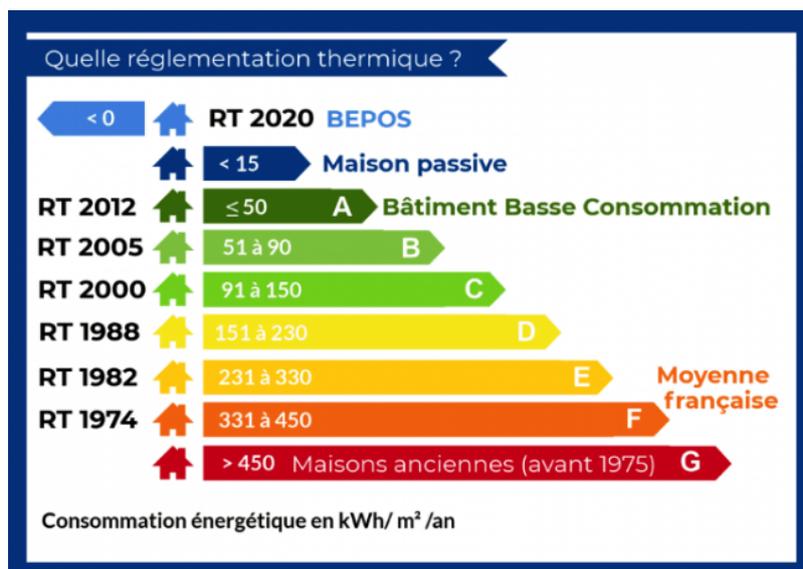


Figure 2 : L'évaluation des normes françaises en matière d'efficacité des bâtiments (source [2]).

1.1.2 Réglementation thermique 2012 actuelle (RT2012)

En France, la **RT** fixe les exigences de consommation énergétique des bâtiments neufs. Cette consommation concerne le chauffage, la climatisation, la ventilation, la production d'**ECS** et l'éclairage. Depuis la **RT2005**, la réglementation n'exprime plus les exigences énergétiques en énergie finale, mais en énergie primaire. La dernière version de la **RT** en vigueur au moment de la rédaction de cette thèse est la **RT2012**. La **RT2012** décrit l'énergie

primaire (**kWh_{ep}**) comme la quantité d'énergie nécessaire à la production d'énergie finale (**kWh_{ef}**) disponible pour l'utilisateur final. La **RT2012** limitera consommation à un maximum de 50 **kWh_{ep}/m²/an** pour tous les bâtiments neufs [3]. Cette limite de 50 **kWh_{ep}/m²/an** est modulée en fonction de la région et de l'altitude à laquelle le bâtiment se situe. La valeur 50 **kWh_{ep}/m²/an** est aussi la limite de consommation maximale du **Bâtiment Basse Consommation (BBC)**.

Le taux de conversion énergie primaire – énergie finale est de 1 (1 **kWh_{ep}** -> 1 **kWh_{ef}**) pour le bois, le gaz, les réseaux de chaleur. Pour l'électricité, il est égal à 2.58 **kWh_{ep}**. Cette inégalité est liée à la conversion d'énergie électrique par la production, la transformation, le transport et le stockage.

La **RT2012** se base sur trois exigences principales, qui sont présentés dans l'Annexe A.

1.1.3 L'évolution législative de la transition énergétique

La France a défini un certain nombre de lois et de plans pour atteindre ses objectifs concernant la transition énergétique et la réduction d'impact sur le changement climatique, dans le domaine du bâtiment (et en particulier les progrès de la **RT2020**, Figure 3) qui sont présentés plus en détail dans l'Annexe B.

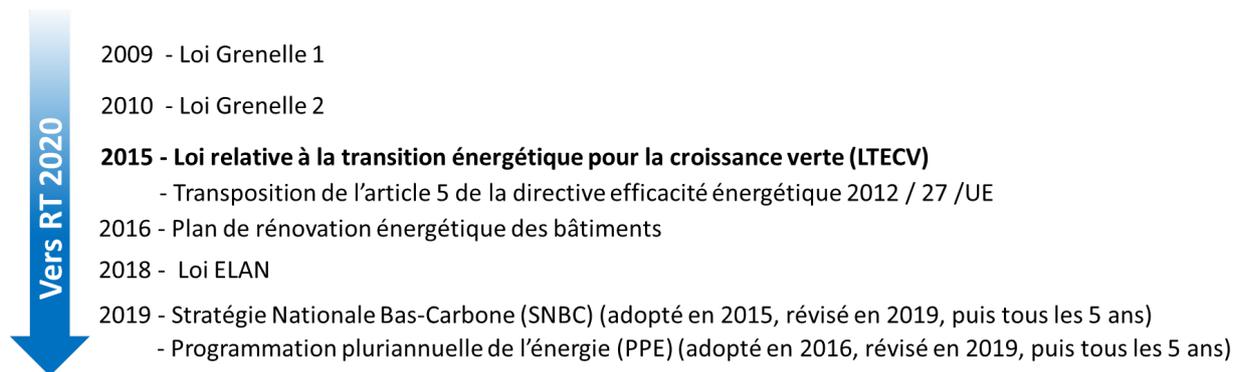


Figure 3 : L'évolution législative de la transition énergétique en France.

Principalement, la loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (**LTECV**) présenté dans l'Annexe B.3 ambitionne de porter à 50% la part des **ER** dans la consommation finale d'énergie des zones insulaires non interconnectées en 2020 (vers une autonomie énergétique en 2030). Pour la France métropolitaine, le Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (**PPE**) (Annexe B.8) vise d'avoir une partie de 40% d'**ER** d'ici 2030 pour le bilan total de génération d'énergie.

1.1.4 Vers la RT2020 : Exemples des labels et des types de bâtiments existants

La loi de transition énergétique **Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV)** de l'Annexe B définit le **BEPOS** comme suivant : « *Un bâtiment à énergie positive doit trouver un équilibre entre sa consommation d'énergie non renouvelable (pour tous les usages énergétiques du bâtiment) et sa production d'ER ou de récupération injectée dans le réseau (y*

compris par les espaces attenants à la construction), dont le bilan énergétique est inférieur à un seuil défini par arrêté » [4], [5]. Ce seuil-là peut être ajusté en fonction de l'emplacement, des caractéristiques et de l'utilisation.

La conception d'un habitat à énergie positive reprend généralement les grands principes de la maison passive complétés par des éléments de productions d'énergie.

1.1.4.1 Bâtiment à Énergie Passive (BEPas)

Le **Bâtiment à Énergie Passive (BEPas)** c'est un type de bâtiment dont la consommation énergétique au mètre carré est très basse, voire entièrement compensée par les apports solaires ou par les calories émises par les apports internes (le matériel électrique et l'habitat) [6]. La norme **BEPas** était inscrite à la **RT2012**. Pour avoir le label **BEPas**, le bâtiment doit respecter le besoin maximal en énergie pour le chauffage / rafraîchissement à 15 kWh/m²/an, la consommation maximale totale en énergie à 120 kWh/m²/an. Selon la **RT2012**, chaque bâtiment **BEPas** est automatiquement conforme à la norme **BBC**, puisque la norme **BEPas** représente un niveau d'exigence supérieur.

Les grands principes de la **BEPas** sont repris par la conception de **BEPOS**, en y ajoutant des éléments de productions et gestion de l'énergie : l'équipement en moyens de captage ou de la production d'énergie (capteur photovoltaïque, capteur solaire thermique, aérogénérateur, pompe à chaleur sur nappe, refroidissement par plancher rayonnant, sondes géothermiques verticales, etc.) et la limitation des consommations d'énergie des appareils ménagers.

1.1.4.2 Bâtiment à Énergie Positive et Réduction Carbone (E+C)

Le **E+C- (ENERGIE + / CARBONE – : Énergie Positive et Réduction Carbone)** est un label expérimental pour prédire la conception de **BEPOS** avant l'apparition de la nouvelle **RT2020** et la réduction carbone lancées par l'État [7].

Basé sur les lois et sur les stratégies législatives actuelles, ce label représente les deux grandes orientations principales vers le **BEPOS**. Le label **E+C-** est composé d'un couple d'indicateurs du niveau énergétique et du niveau de carbone. La partie « **Énergie** » de **E+C-** respecte la **RT2012**. Le **Coefficient d'Énergie Primaire (Cep)**, le **Besoin Bioclimatique (Bbio)**, la **Température Intérieure Conventionnelle (TIC)** pour le bâtiment considéré doivent être inférieurs aux valeurs dans la **RT2012**. Les exigences complémentaires sont représentées par le bilan global énergétique et par le bilan d'énergie primaire avec une prise en compte de tous les usages dans le **BilanBEPOS**.

Le label **E+C-** utilise des indicateurs complémentaires comme : la consommation en énergie primaire non renouvelable, la production d'électricité exportée, le taux de recours aux **ER** et sa récupération, l'indicateur de confort d'été et autres. L'évaluation de la performance d'un bâtiment relative au bilan énergétique est faite par comparaison avec un niveau de bilan énergétique maximal (**BilanBEPOSmin** ≤ **BilanBEPOS** ≤ **BilanBEPOSmax**).

L'indicateur **BilanBEPOS** est défini par la différence (exprimée en énergie primaire) entre la quantité d'énergie consommée par le bâtiment ni renouvelable ni de récupération et la quantité d'**ER** ou de récupération produite et exportée par le bâtiment et ses espaces attenants (échelle du permis de construire). La Figure 4 décrit en détail la structure de cet

indicateur. Le bilan énergétique repose sur l'ensemble des usages énergétiques dans le bâtiment. Les **ER** ou les énergies de récupération sont celles définies par l'article **R.712-1** du code de l'énergie [8]. Les objectifs sont d'évaluer les **ER** (chaleur et électricité), de récupérer de l'énergie et d'en développer une meilleure gestion, d'améliorer le mix énergétique et d'améliorer l'efficacité énergétique en plus de la **RT2012**.

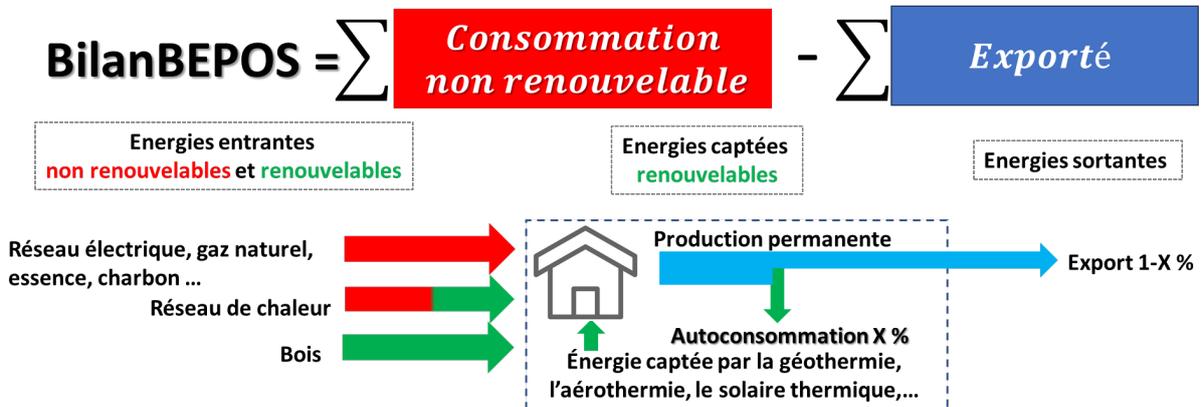


Figure 4 : La structure de l'indicateur **BilanBEPOS**.

Il y a 4 niveaux du **BilanBEPOS** de partie « **Énergie** » et 2 niveaux de partie « **Carbone** ».

Les niveaux « **Énergie 1** » et « **Énergie 2** » présentent une avancée par rapport aux exigences actuelles de la réglementation thermique (**RT2012**). Cela permet d'améliorer les performances du bâtiment à coût maîtrisé, soit par des mesures d'efficacité énergétique, soit par le recours, pour les besoins des bâtiments, à des **ER** (notamment la chaleur renouvelable).

- Le niveau « **Énergie 3** » représente un effort supplémentaire par rapport aux précédents niveaux. Son atteinte nécessitera un effort en termes d'efficacité énergétique du bâtiment et des systèmes, et un recours significatif aux **ER**, qu'il s'agisse de chaleur, ou d'électricité renouvelable.

- Le niveau « **Énergie 4** » correspond à un bâtiment avec bilan énergétique nul (ou négatif) sur tous les usages. Il contribue à la production d'**ER** à l'échelle du quartier (**BEPOS**).

Les objectifs recherchés de la partie « **Carbone** » sont de réduire les impacts environnementaux du bâtiment via l'évaluation de la performance environnementale, dont les émissions de **GES** tout au long de son cycle de vie, et de les capitaliser sur l'ensemble des impacts (CO_2 , eau, déchets, etc.). L'analyse de cycle de vie (Figure 5) permet de prendre en compte la totalité des impacts environnementaux d'un bâtiment, en s'appuyant sur une vision globale multicritères afin d'éviter les transferts d'impacts entre contributeurs. Cette évaluation se base sur le principe de l'analyse de cycle de vie et en grande partie sur la norme **NF EN 15978** [9] et présentée sur cette figure.

Ces indicateurs environnementaux sont déterminés pour chacune des phases du cycle de vie d'un bâtiment. Leur calcul est décomposé en quatre contributeurs. Ils sont présentés dans le Tableau 1.

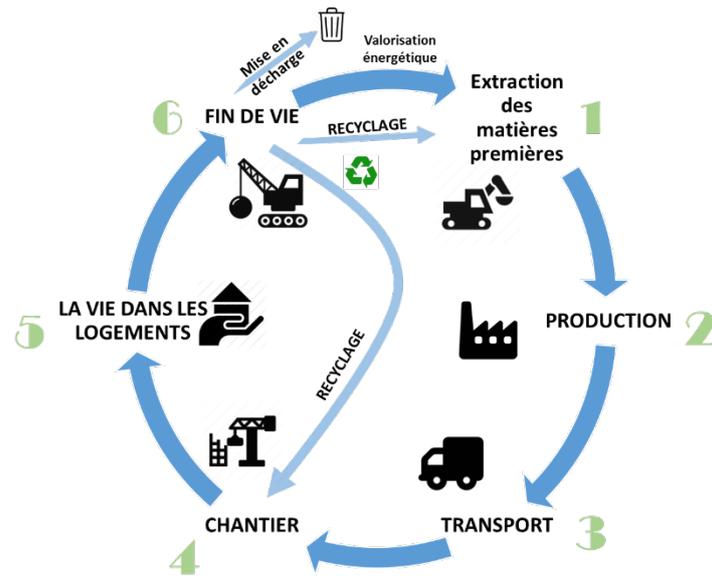


Figure 5 : RT2020 : L'évaluation de la performance environnementale sur le cycle de vie du bâtiment.

Tableau 1 : Évaluation de la performance environnementale au cours du cycle de vie du bâtiment.

Contributeurs	Étapes du cycle de vie d'un bâtiment			
	Phase de production	Phase de construction	Phase d'exploitation	Phase de fin de vie
Produits de construction et équipements				
Consommation d'énergie				
Chantier				
Consommation d'eau				

Les impacts environnementaux du bâtiment sont représentés par la somme d'impacts environnementaux des contributeurs. Les avantages environnementaux liés à l'export d'énergie et à la valorisation des produits au-delà du bâtiment peuvent également être valorisés dans le calcul. La durée de vie de calcul est égale à 50 ans. Tous les indicateurs sont calculés et capitalisés, mais les exigences portent uniquement sur l'indicateur **GES** comme l'**Egesmax**. C'est un niveau d'émission de **GES** maximal sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment. L'**EgesmaxPCE** est un niveau d'émission de **GES** relatif aux produits de construction et équipements.

Le niveau « **Carbone 1** » est accessible à tous les modèles constructifs et vecteurs énergétiques. Il associe des acteurs du bâtiment dans la démarche d'évaluation des impacts du bâtiment sur l'ensemble de son cycle de vie et de leur réduction.

Le niveau « **Carbone 2** » valorise les opérations plus performantes. Il nécessite un travail supplémentaire de réduction de l'empreinte carbone des matériaux et équipement utilisé, de même que celui des consommations énergétiques du bâtiment.

1.1.4.3 Label BEPOS & BEPOS+ Effinergie 2017

Effinergie est une association à vocation environnementale française, qui vise à promouvoir les constructions et rénovations de bâtiments à basse consommation d'énergie (analogue

Minergie en Suisse et Passivhaus en Allemagne) [10]. Effinergie a eu une grande contribution dans la **RT2012** et particulièrement dans l'objectif de détermination de la consommation énergétique moyenne (les 50 **kWh_{ep}/m²/an**) comme base réglementaire.

Actuellement, son travail se base sur l'application de **BEPOS** comme la norme constructive pour la **RT2020** ainsi que la promotion nationale des bâtiments à énergie positive. En parallèle, Effinergie travaille sur la généralisation du **BBC** en France et sur la massification de rénovation du secteur de bâtiment. Basé sur le référentiel de **E+C-** du **Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES)**, en 2017 Effinergie a défini trois labels principaux : **BBC effinergie 2017**, **BEPOS effinergie 2017** et **BEPOS+ effinergie 2017**. Chacun de ces labels a des exigences spécifiques en fonction du type de bâtiment comme la maison individuelle, le tertiaire ou le logement collectif. Ci-dessous leurs descriptions.

BBC effinergie 2017 : pour obtenir le label **BBC effinergie 2017**, le projet doit être conforme à la **RT2012** et aux exigences minimales liées au référentiel **E+C-** ; il doit avoir le niveau « **Énergie** » au moins égal à **2** et le niveau « **Carbone** » au moins égal à **1**.

Le label **BBC effinergie 2017** intègre des exigences complémentaires absentes dans le label **E+C-** comme :

- La sobriété et l'efficacité énergétique dans le bâtiment avec des exigences renforcées de conception bioclimatique et les consommations énergétiques.
- La qualité et le confort : depuis la conception (qualification / certification des bureaux d'étude), jusqu'à la réception (mesure de la perméabilité du bâtiment, mesure de l'étanchéité des réseaux, commissionnement, etc.).
- L'appropriation du bien et la sensibilisation des futurs habitants aux enjeux de la transition énergétique (bâtiment et écomobilité, guide à destination de la maîtrise d'ouvrage et des habitants, etc.).

BEPOS effinergie 2017 : Pour obtenir ce label, le projet doit être conforme à la **RT2012** et aux exigences minimales « **Énergie 3** » et « **Carbone 1** » du référentiel **E+C-** .

BEPOS+ effinergie 2017 : Pour obtenir ce label, le projet doit être conforme à la **RT2012** et aux exigences minimales « **Énergie 4** » et « **Carbone 1** » du référentiel **E+C-** .

Les exemples existants des bâtiments **BEPOS** en France sont présentés dans l'Annexe A.

1.1.5 État actuel de la RT2020

Le nouveau **RT2020** s'appellera la **Réglementation Environnementale (RE) 2020** et représentera une nouvelle étape des bâtiments neufs plus ambitieuse contre le changement climatique. Son application est repoussée à l'été 2021 [11].

Comme il a été décrit précédemment, pour les bâtiments neufs, l'État français a prévu : la généralisation des **BEPOS** pour toutes les constructions neuves à partir de 2021. L'obligation pour toutes les constructions neuves de disposer d'un carnet numérique de suivi et d'entretien, la possibilité d'imposer par le plan local d'urbanisme une part minimum d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation d'un bâtiment, la prise en compte de l'empreinte carbone pour toutes les nouvelles constructions, et l'optimisation de la consommation des bâtiments publics seront aussi prévues.

Pour les bâtiments en rénovation, l'État a prévu : une réduction de 40% de la consommation d'énergie et de 50% des rejets de **GES** par rapport à 2012 pour tous les bâtiments de l'État et ses établissements publics ainsi qu'une rénovation thermique de 50 millions de m². Les nouvelles constructions engagées par l'État (établissements publics ou les collectivités territoriales) doivent faire preuve d'exemplarité énergétique et environnementale en termes d'énergie positive chaque fois si il y a la possibilité [12].

L'état d'avancement de la **RT2020** a été annoncé par les groupes gouvernementaux pendant la **Journée de l'Efficacité Énergétique et Environnementale du Bâtiment (EnerJ-meeting PARIS 2020)** [13] qui a eu lieu le 6 février 2020.

Le travail accompli réside dans l'observation de 1100 bâtiments sur la base de 150 tertiaires et 950 maisons collectives ou individuelles. C'est en 2019 que la phase de concertation de la méthode de calcul a été effectuée. Puis, début 2020, la simulation des indicateurs (qui ont été retenus dans la phase précédente), puis au printemps 2020, une nouvelle phase de concertation sur les indicateurs de **RT2020**, et pour finir, à l'automne 2020, il a été prévu une publication de la **RT2020** pour la mettre en vigueur le 1er janvier 2021 (mais retardé par l'épidémie du COVID-19).

Les 3 grands objectifs de la **RE2020 (RT2020)** sont :

- La diminution d'impact sur le climat des bâtiments neufs (partie carbone), c'est-à-dire la prise en compte des émissions d'ensemble de bâtiment dans le cycle de vie et la consommation des sources d'énergie décarbonée. Particulièrement, la chaleur renouvelable, déjà présente actuellement dans la loi **Évolution du Logement, de l'Aménagement et du Numérique (ÉLAN)** de l'Annexe B et dans la politique énergétique de la France : la stratégie **Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)** et la **Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE)**.
- La performance énergétique, la baisse de la consommation de l'énergie et le renforcement de l'indicateur **Bbio** (besoins bioclimatiques).
- La nouvelle réglementation doit davantage être tournée vers la révision du confort d'été, en raison des conditions climatiques futures (été de plus en plus chaud).

Les tests ont été effectués sur 4 typologies principales de bâtiments représentatifs de la construction française actuelle : la maison individuelle, le logement collectif, le bureau et l'établissement d'enseignement.

Il est à noter que la nouvelle **RE2020 (RT2020)** est pensée pour la généralité des bâtiments. Dans la réglementation actuelle (**RT2012**), la partie énergétique des bâtiments et leurs émissions CO₂ étaient déjà évoquées. Mais en réalité, la partie qui représente les matériaux de construction peut dépasser plusieurs fois en émissions « grise » de CO₂ la partie énergétique déjà règlementée (par analogie avec l'énergie « grise » nécessaire à leur élaboration). Il a été annoncé que le **BilanBEPOS** va être abandonné en raison de l'absence de leviers sur le secteur de l'immobilier. En gardant le **Cep** de la **RT2012**, il est prévu d'y ajouter la consommation des ascenseurs, de l'éclairage des parkings et d'autres consommations supplémentaires qui peuvent aider à améliorer l'efficacité énergétique. Un nouvel indicateur de type « *degré-heure* » est prévu pour remplacer le coefficient existant **TIC** de **RT2012** qui n'a

pas été assez concluant. Il sera aussi ajouté un indicateur de besoins bioclimatiques de froid : **Bbio-froid**. Le travail sur la version définitive est toujours en cours.

La nouvelle **RT2020** est une des premières étapes réglementaires du début de mise en œuvre d'un développement durable et de la transition énergétique en France. Au moment de la rédaction de ce chapitre, la **RT2020** n'a pas encore été publiée et le **BEPOS** n'a pas été précisément défini. Ce chapitre a évalué le processus de la transition de la société française vers les **ER** et la décarbonisation de son économie. La France est un des premiers pays en Europe à se lancer sur l'énergie basse carbone. Mais l'application de la nouvelle **RT2020** n'est pas la finalité des travaux. Après la réduction des émissions CO₂, il y a plusieurs paramètres à considérer comme le confort sanitaire, un environnement sain, la qualité de l'air, etc.

Cette section montre qu'un des grands enjeux pour respecter la nouvelle **RT2020** est lié aux consommations énergétiques du bâtiment, notamment la gestion intelligente de l'énergie des bâtiments. Toutes les démarches dans le domaine des bâtiments peuvent être divisées en deux axes principaux : réduire et optimiser les consommations d'énergie des bâtiments déjà existants privés et des bâtiments publics d'état, généraliser les bâtiments à énergie positive (**BEPOS**) pour toutes les constructions neuves. L'efficacité énergétique reste l'un des enjeux principaux pour le secteur du bâtiment dans ces deux axes. Le vrai problème pose la question de la gestion de la production et la consommation d'électricité. Cette problématique est importante pour tous les types des bâtiments et dans une plus grande mesure cela concerne les bâtiments à énergie positive (**BEPOS**). Ce type de bâtiment va dominer les nouvelles constructions à partir de 2021.

Grâce aux sources d'**ER** et aux moyens avancés de la gestion énergétique, le secteur du bâtiment prend une part très importante dans le processus de recherche de la neutralité carbone et de la transition énergétique. Les communautés locales des bâtiments basse consommation peuvent créer des microréseaux et agir ensemble plus efficacement grâce à l'autoconsommation individuelle et collective. Cela permet d'optimiser l'efficacité énergétique et de réduire l'impact environnemental global.

1.2 Habitat sain et confortable et efficacité énergétique

L'habitat sain et confortable est très fortement lié à la notion de confort thermique. Il décrit un état d'esprit psychologique, exprimant souvent une sensation de chaleur ou de froid considérable. En termes de sensations corporelles, le confort thermique est la sensation d'avoir froid, frais, légèrement plus frais, neutre, légèrement plus chaud, chaud et très chaud. D'un point de vue physiologique, le confort thermique se produit lorsqu'il y a un échange équilibré de chaleur entre le corps d'une personne et l'environnement, marqué, entre autres, par l'absence de transpiration régulatrice, ou plus globalement, par un effort minimum de maintien de l'équilibre hygrothermique.

Le confort thermique peut être défini comme « un état de satisfaction du corps vis-à-vis de l'environnement thermique ». Cette notion est importante tant sur le plan psychologique que physique [14]. Cela peut également affecter le moral des individus. En fonction de leur degré de confort thermique, les résidents peuvent se plaindre, la productivité peut en souffrir et dans certaines situations, les gens peuvent refuser de travailler dans un environnement particulier. Les facteurs du confort thermique comprennent le chauffage, la ventilation, la climatisation et les activités de ses occupants. Basé sur [15], un climat intérieur quasi parfait est important pour la « réussite d'un bâtiment ». C'est quand il est assuré que les résidents se sentent à l'aise, dans un environnement sain et confortable, en affectant peu la durabilité et la consommation énergétique d'un bâtiment.

1.2.1 Confort hygrothermique : physiologie et psychologie

Le corps d'une personne cherchera à rétablir l'équilibre à travers diverses réactions qui nécessitent un certain effort : réactions comportementales et physiologiques. La thermorégulation comportementale de thermogénèse (gain de chaleur) de ceux de thermolyse (perte de chaleur) comprend des changements de posture, d'activité, d'habillement, d'utilisation d'un abri, etc. La régulation physiologique de la température, accessible uniquement aux êtres homéothermes, comprend les frissons, la transpiration, la vasodilatation, la vasoconstriction, etc.

De ce fait, les comportements individuels s'adaptant au milieu environnant tendent à réduire l'inconfort, qui est aujourd'hui décrit par la méthode du « confort adaptatif ». En termes de confort, le confort thermique (équilibre thermique) est généralement lié au confort hydrique (équilibre hydrique). Il y a des effets des conditions thermiques sur les occupants et notamment sur la productivité, la performance et la santé des occupants.

1.2.1.1 Diminution de la productivité

D'après [16], la ventilation par déplacement donne une « bonne » qualité d'air intérieur. On l'appelle aussi diffusion d'air par stratification avec l'avantage de déplacer les polluants situés près du sol vers la grille d'évacuation située au plafond. Par contre, elle crée un énorme gradient de température vertical qui conduit à un inconfort thermique, ce qui peut entraîner une baisse de la productivité.

Un environnement intérieur confortable peut être obtenu en augmentant la consommation d'énergie. Selon [17], la productivité peut être augmentée de 5% à 10% simplement en améliorant la qualité de l'air intérieur. Si la productivité diminue, le bâtiment peut être classé comme un « *bâtiment non réussi* » (bâtiment qui ne peut pas assurer le climat intérieur satisfaisant avec une consommation énergétique raisonnable).

1.2.1.2 Mauvaises performances et performances sanitaires

Selon [18], les étudiants qui ont un accès significatif aux fenêtres ou à la lumière du jour, obtiennent des notes de 7% à 18% plus élevées que les autres. Conformément à [19], les environnements intérieurs influencent de manière significative la santé humaine en termes d'allergie, d'asthme, de maladies respiratoires, de maux de tête et de productivité. Une élévation de la température et de l'humidité de l'air déclenche souvent l'envie de s'éventer soi-même, de boire de l'eau fraîche, de porter des vêtements de couleur claire, d'augmenter la vitesse du ventilateur, de sortir en ouvrant les portes et les fenêtres, etc. Certaines personnes prennent ces mesures pour résoudre le problème du confort thermique. Malheureusement, cette action ne résout pas le problème. Il faut à l'origine, comprendre l'influence, mais surtout l'interaction des facteurs climatiques tels que, la température de l'air, l'humidité relative, la vitesse de l'air et la température résultante ou radiante.

1.2.1.3 Facteurs influençant le confort thermique

Des conditions de conception interne correctement étudiées offrent de meilleures conditions de confort thermique à ses occupants. Ces conditions thermiques, bien qu'elles soient des sensations subjectives, sont des éléments importants pour la conception des bâtiments. Les facteurs ci-dessous doivent être examinés à l'origine de la conception.

- **Facteurs environnementaux** : les facteurs environnementaux sont au nombre de quatre ; ils sont la **Vitesse de l'Air (V)**, l'**Humidité Relative (RH)**, la **Température de l'Air (Ta)** et la **Température Moyenne de Rayonnement (Tr)** décrites dans [20].
- **Facteurs individuels** : deux facteurs individuels comme la manière de s'habiller et l'activité effectuée affectent le confort thermique.

La section suivante décrira les modèles différents du confort hygrothermique.

1.2.2 Les principales méthodes de caractérisation du confort

1.2.2.1 Modèle de Fanger

Le modèle de Fanger reflète l'équation de l'équilibre thermique du corps humain. Il combine facteurs environnementaux et facteurs personnels pour calculer l'indice de confort, qui représente l'opinion moyenne d'un grand groupe de personnes ayant voté pour le confort thermique. Cet indicateur, l'indice de **Vote Moyen Prévisible (PMV, Predicted Mean Vote)**, se mesure sur une échelle de sensation thermique à 7 niveaux (de -3, froid, à +3, chaud, 0 est une sensation de confort thermique optimale). Le modèle est conçu en comparant des équations physiques avec des expériences menées dans une chambre climatique, qui peuvent mesurer la sensibilité à divers comportements et paramètres environnementaux [21]. Selon le modèle de Fanger, dans des conditions de travail de bureau typiques, les meilleures

conditions de confort en été (**PMV** entre -0,5 et +0,5, Figure 6) peuvent être obtenues sur une plage de température d'environ 21°C à 26°C.

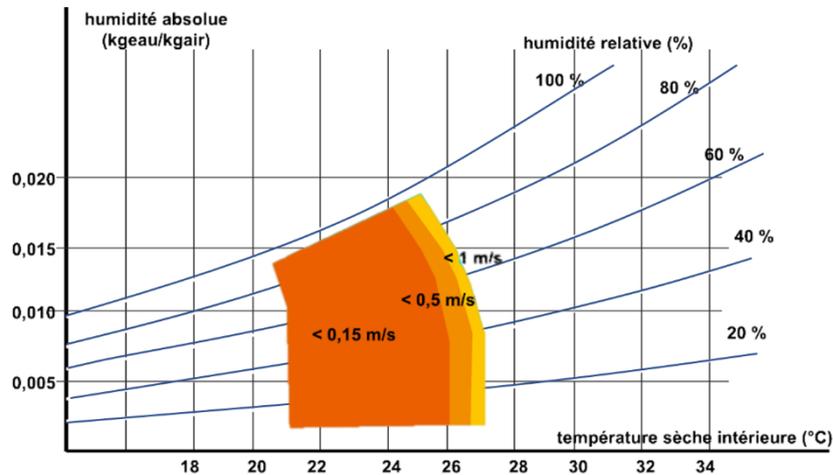


Figure 6 : Modèle de Fanger : plages de sensibilité à la vitesse d'air correspondant à un **PMV** compris entre -0,5 et +0,5.

Le modèle est sensible aux vêtements (différence de température entre les vêtements d'hiver et d'été est de 4°C), à l'activité (différence entre l'activité sédentaire et la marche sportive est de 6°C et plus) et à l'humidité (si l'humidité relative a chuté de 40% à presque 100%, la zone de confort chute d'environ 2°C). En revanche, une vitesse de l'air de 0 m/s à 1 m/s n'augmentera la plage de confort que de 1°C.

La norme internationale **NF EN ISO 7730** [22] est basée sur le modèle Fanger actuellement en vigueur. La norme utilise l'équation de Fanger pour calculer le **PMV** et fixe la catégorie **PMV** liée aux 3 niveaux de confort **A** (niveau normal attendu), **B** (niveau modéré acceptable attendu) et **C** (acceptable seulement pour une partie de l'année). La classe **A** (**PMV** entre -0,5 et +0,5) est la plus répandue. La norme aussi introduit le **Pourcentage Prévisible d'Insatisfaits (PPD, Predicted Percentage Dissatisfied)**, qui présente le pourcentage de personnes insatisfaites d'une situation thermique précise en fonction de son indice **PMV**.

1.2.2.2 Diagramme de Givoni

La principale limitation du modèle de Fanger est que la vitesse d'air pour les bâtiments non climatisés pour un confort d'été a un impact toujours négatif sur le confort, quelle que soit la température ou un impact neutre au-dessus de 32°C [21]. Cet inconfort, lié à des vitesses d'air supérieures à 0,2 m/s, est réel en conditions d'hiver et de chauffage, soit pour des températures opératives inférieures à 25°C. Au contraire, pour des températures plus élevées, les vitesses d'air plus élevées facilitent l'évapotranspiration en éliminant la « *mouillure cutanée* » et améliorent le confort sur la peau (effet « *brise d'été* »).

Pour intégrer la notion de l'évapotranspiration, Burach Givoni a créé son modèle de la détermination du confort thermique (presque à la même époque que le modèle de Fanger). Le diagramme psychrométrique de Givoni (Figure 7) est établi pour une activité sédentaire et avec un habillement adapté à l'été. Sur le diagramme de l'air humide, il définit des zones de

confort correspondant à différentes plages de vitesse d'air (jusqu'à 1,5 m/s, vitesse au-dessus de laquelle il existe un risque de désagrément).

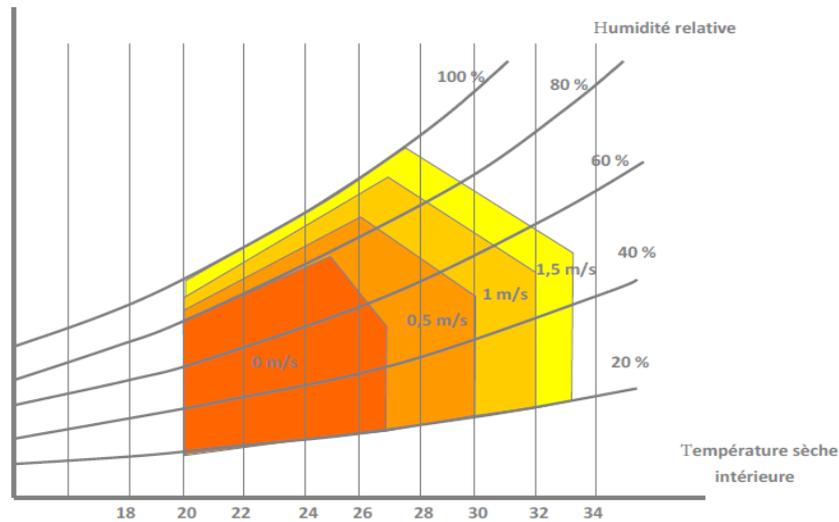


Figure 7 : Le diagramme de Givoni (source [23]).

Ce modèle est largement utilisé dans les zones de climat humide et tropical.

1.2.2.3 Le confort adaptatif : diagramme de Brager

Cette méthode de confort consiste à considérer que la température de confort interne dépend de la température extérieure : en période chaude, la température acceptée par les occupants est plus élevée qu'en période froide. Le diagramme Brager (Figure 8) offre une vue simplifiée du confort (température de travail, moyenne pondérée entre la température de l'air ambiant et la température radiante de la paroi de la pièce) en fonction de la température extérieure [24].

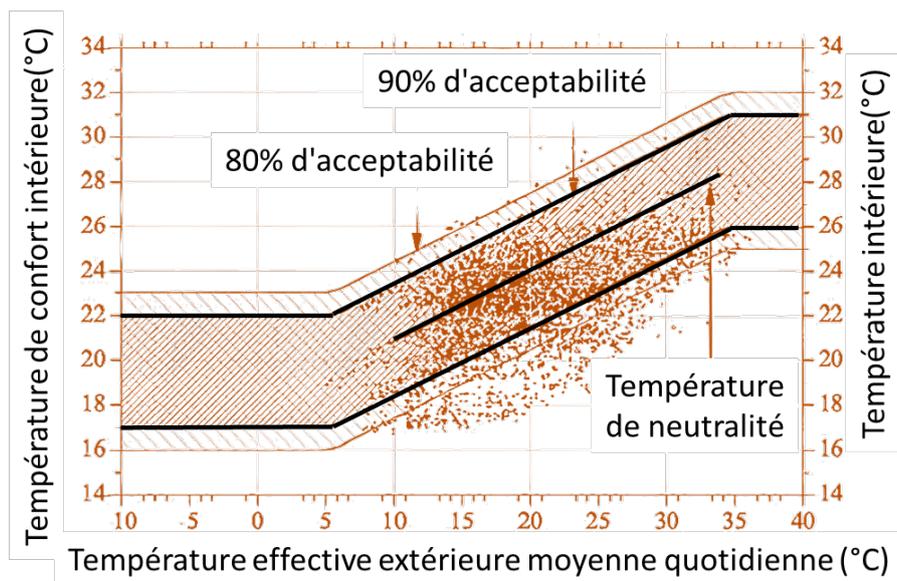


Figure 8 : Exemple du diagramme de Brager (source [24]).

Ce modèle est valable entre 5 et 32°C de température extérieure. En supposant que par temps froid, la température idéale pour 90% de la population reste entre 17 et 22°C, et pendant les canicules, elle reste entre 26 et 31°C, cette hypothèse fixe la « zone de confort » obtenue par les deux lignes noires (limite inférieure et limite supérieure) de la Figure 8. Ainsi, le diagramme de Brager donne une image de la température opérative (ou ressentie) du bâtiment en fonction de la température extérieure du moment. La ligne noire centrale représente la température de « neutralité » (température avec une régulation métabolique minimale).

1.2.2.4 Notion du confort dans les réglementations thermiques (RT)

La notion du confort dans la RT actuelle (**RT2012**) est présentée par la température intérieure conventionnelle (**TIC**) ainsi que sa valeur de la référence (**TICréf**) (section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Le calcul de la **TIC** utilise des données climatiques conventionnelles pour chaque zone géographique. Le prochain **RE2020 (RT2020)** introduit la notion de besoins bioclimatiques de froid : **Bbio-froid**.

1.2.3 Exigences de confort

1.2.3.1 Dans le tertiaire

En France, selon l'**Institut National de Recherche et de Sécurité (INRS)** [25], la norme « *L'ergonomie au bureau* » recommande ce qui suit :

- **En périodes estivales** : température optimale de 24,5°C avec plage acceptable de 23 à 26°C.
- **En périodes hivernales** : température optimale de 22°C avec plage acceptable de 20 à 23,5°C pour le bureau.

L'humidité relative est d'environ 40-60%.

1.2.3.2 Dans les logements

Pour les bâtiments résidentiels, le confort thermique peut être beaucoup plus flexible comme est présenté sur Figure 9 [26]. Elle présente les zones de confort de bâtiment à éviter : La zone 1 est la zone de sécheresse. Les zones 2 et 3 sont des zones de développement actif des bactéries et des microchampignons. La zone 3 est également favorable au développement des acariens. Uniquement la zone 4 est un polygone de confort hygrothermique acceptable.

L'image b) de la Figure 9 montre que la zone 4 est plus large pour le bâtiment résidentiel par rapport au confort du bureau. La modification des paramètres de confort à l'intérieur de cette zone autorisée permet d'avoir des économies supplémentaires par la technologie **RàD** sans dégradation de confort thermique des habitants. Cet objectif est possible grâce aux diverses stratégies de contrôle de la référence d'opération de **Chauffage, Ventilation et Climatisation (HVAC, Heating, Ventilation, and Air Conditioning)**. Généralement, ces stratégies sont liées au prix de l'électricité ou à l'heure de la journée.

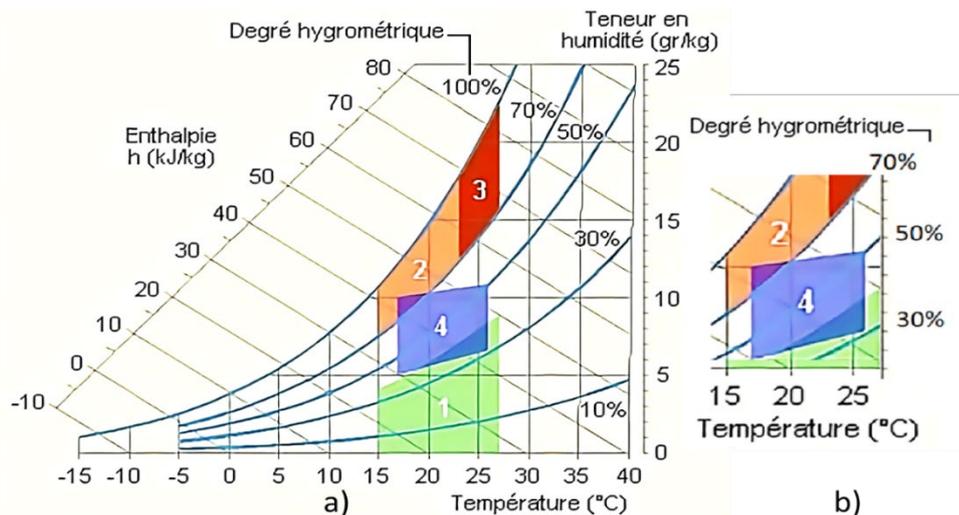


Figure 9 : Confort de bâtiment résidentiel a) Les zones de confort de bâtiment possibles b) La plage de confort hygrothermique acceptable (numéro 4) (source [26]).

1.2.4 Confort et demande énergétique

Bien que les occupants cherchent continuellement à améliorer leur confort thermique, ils doivent tenir compte du facteur économique [27]. De plus, comme indiqué dans les sections précédentes, les gens accepteront ou même s'adapteront à un environnement inconfortable si le niveau d'inconfort est limité [28]. Cependant, il ne suffit pas de penser seulement au confort thermique. La notion du « *confort adaptatif* » permet de réaliser des économies dans le chauffage ou la climatisation des édifices [29]. Ceci peut être réalisé grâce à la gestion intelligente des systèmes **HVAC**. En restant sur les zones du confort hygrothermique acceptable, présentées dans cette section, les **HVAC** peuvent assurer un environnement sain et confortable pour les occupants, en trouvant le point optimal de la consommation énergétique d'un bâtiment. Aussi en modifiant le point de fonctionnement dans cette zone et utilisant l'inertie thermique du bâtiment, le **HVAC** peut modifier sa consommation énergétique et la déplacer d'un moment de la journée à un autre [30]. Cela permet de participer à la technologie de la **Réponse à la Demande (RàD, Demand Response)** [31] et d'améliorer supplémentaire l'efficacité énergétique des bâtiments et aussi supporter le réseau électrique. La **RàD** garantit une consommation et une production d'énergie efficaces en diminuant le niveau d'utilisation d'énergie pendant les pics de demande ou les périodes de prix de l'électricité élevés. Cela assure à son tour la fiabilité du réseau et protège le profit des consommateurs [32]. Les appareils électriques de la climatisation peuvent être divisés en trois catégories : les appareils fixes, les appareils à puissance variable et les appareils à décalage horaire. En modifiant raisonnablement la puissance de travail et le temps de travail de ces deux derniers types d'appareils, l'efficacité énergétique peut être améliorée. Grâce à l'émergence de la technologie du réseau intelligent avec la capacité d'échange d'information et de communication (comme l'infrastructure de comptage avancée installée dans la maison intelligente et les systèmes de contrôle transactif), la **RàD** joue le rôle d'une stratégie de gestion de l'énergie efficace [33]. Elle a suscité beaucoup de recherche et elle sera présentée en détail dans les chapitres suivants.

1.3 Problématique

Le processus de transition énergétique et l'augmentation de la part des énergies renouvelables combinées entraînent des défis importants pour tous les systèmes électriques existants. Du fait des intermittences des ressources énergétiques renouvelables, le réseau électrique a besoin de trouver plus de capacités de manœuvre (flexibilité) pour compenser les effets des fluctuations des productions et des dynamiques des consommations. Les systèmes électriques ont besoin de renforcement local pour répondre à ces défis, ainsi qu'aux défis de la demande croissante de l'électricité.

La consommation du secteur de bâtiments en France représente 40% de la consommation énergétique du pays. Les grands enjeux de la nouvelle RT2020 sont liés à l'efficacité énergétique, à l'intégration des sources d'énergies renouvelables et à la gestion intelligente de la consommation énergétique du bâtiment. La gestion des bâtiments doit être effectuée en respectant la notion d'habitat sain et confortable. De même, les citoyens ont aussi besoin de trouver et de maîtriser les moyens ainsi que les mécanismes pour contribuer à la transition énergétique.

Dans un tel contexte, plusieurs questions se posent et méritent une analyse fine en vue d'apporter une contribution scientifique et technique significative :

- Qu'est-ce qu'implique la notion d'habitat sain et confortable ?
- Quels sont les défis actuels des systèmes électriques dans un contexte de développement de l'autoconsommation et quels sont les moyens pour les surmonter ?
- Quels sont les acteurs de la transition énergétique et quel rôle pour les citoyens dans l'autoconsommation ?
- Quelles sont les sources d'énergie et de puissance candidates comme vecteur de flexibilité de systèmes électriques ?
- Quels sont les mécanismes de mise en œuvre de la gestion et des échanges de la flexibilité ?
- Quelles stratégies de gestion optimale techno-économique des flux d'énergie et de puissance ?
- Face à l'intermittence de production et aux dynamiques de consommation, quelles contraintes, quels moyens et quelles limites de précision de la prévision dans un système électrique complexe ?

Ces différentes questions sont abordées dans le développement de travail de thèse, suivant une méthodologie axée sur l'intégration des microréseaux urbains au réseau de distribution.

1.4 Méthodologie de mise en œuvre

Grâce aux sources d'énergies renouvelables intégrées et aux moyens avancés de la gestion énergétique, le secteur du bâtiment prend un rôle très important dans le processus de recherche de neutralité carbone et de transition énergétique. Le secteur du bâtiment est considéré comme une source importante de flexibilité. Ainsi, le confort du bâtiment peut être

respecté à tout moment avec les capacités de manœuvre (flexibilité) de la consommation grâce à l'inertie thermique du bâtiment.

Les communautés locales de nouveaux bâtiments à basse consommation peuvent créer des microréseaux et agir ensemble plus efficacement grâce à l'autoconsommation individuelle et collective, fournir au réseau une surproduction électrique ou une capacité de manœuvre (flexibilité). Cela permet d'optimiser l'efficacité énergétique et de réduire l'impact environnemental global, de renforcer le réseau électrique par les moyens locaux de la flexibilité et de retarder les investissements de sa rénovation.

Pour répondre à ces défis ainsi que pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables, le système électrique en général et tous ses participants nécessitent l'intégration des systèmes supplémentaires assurant les fonctions :

- de gestion optimale des flux de puissances électriques,
- de supervision et de contrôle transactif,
- du comptage avancé
- de gestion du côté de la consommation...

Celles-ci sont explorées au cours ce travail de thèse en adoptant la méthodologie suivante :

✓ Étude bibliographique portant sur la transition énergétique dans le secteur du bâtiment, sur les principales méthodes de caractérisation du confort ainsi que la relation entre le confort et la demande énergétique.

✓ Étude bibliographique sur les transformations des systèmes électriques modernes, ses défis et solutions pour la flexibilité : sources de la flexibilité, services systèmes (auxiliaires) de la flexibilité du réseau électrique, marchés locaux de la flexibilité, autoconsommation individuelle et collective, agrégation des sources d'énergies distribuées, intégration des microréseaux...

✓ Évaluation de la problématique de gestion de la flexibilité des réseaux électriques à travers l'intégration des microréseaux, notamment urbains, dans une démarche d'autoconsommation.

✓ Étude des technologies et des stratégies de la gestion prédictive dans les systèmes électriques complexes

✓ Étude des moyens d'optimisation et gestion optimale des flux de puissances

✓ Développement d'un système de gestion prédictive originale intégrant le concept de la flexibilité.

✓ Simulation multiphysique avec un cas d'étude de microréseau communautaire

✓ Évaluation pratique du système de gestion sur un **Banc de test**. Cette plateforme « *UPEC MicroGridLab* » a été développée et instrumenté pendant mon stage de Master 2 ainsi que tout au long de cette thèse au Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (**CERTES**) de l'**UPEC**. Il intègre différentes sources de puissance (photovoltaïque, éolien, émulateur de réseau électrique, batteries lithium, charges électriques, réseau de capteurs de mesure ...) sous forme de microréseau doté d'un système de télégestion. Il permet d'émuler différents scénarios et configurations de microréseaux du côté de la génération des énergies renouvelables et de la gestion des flux. Une partie de cette plateforme est représentée par un container maritime aménagé en unité d'habitation. Cette

partie est concentrée sur l'étude de la consommation et la mise en œuvre de l'efficacité énergétique à travers la gestion intelligente et le comptage avancé. Il intègre un réseau des capteurs sans fil de différents types et les technologies associées au compteur communicant Linky.

- ✓ Évaluation du système de gestion développé à travers des tests expérimentaux.

Le présent mémoire présente une synthèse de la mise en œuvre de cette méthodologie ainsi que les résultats et analyses issus de son développement.

Conclusion du chapitre

L'État français s'engage dans des obligations sans précédentes de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (**GES**) et de décarbonisation de son économie, ainsi que la transition des sources d'énergie centralisée, haute carbonée et non renouvelable vers des sources renouvelables, distribuées et peu polluées. Il n'y a pas que la génération électrique qui est concernée par cette transition énergétique, l'État prévoit aussi la réduction considérable de la consommation énergétique sur le secteur des bâtiments, la conceptualisation et le développement de bâtiments à énergie positive (**BEPOS**) ainsi que la rénovation des bâtiments existants pour tendre vers le niveau **BBC**. L'augmentation de l'efficacité énergétique des bâtiments sans dégradation du confort des habitants est le but principal. La nouvelle réglementation thermique (**RT2020**), qui doit être appliquée en 2021, ambitionne de décrire concrètement la politique gouvernementale dans le secteur du bâtiment en fonction de la transition énergétique et de la croissance verte pour les prochaines années.

La pénétration profonde des énergies renouvelables dans les systèmes électriques (jusqu'à 40% de la génération totale vers 2030) est une alternative susceptible d'avoir un impact positif important vers la décarbonisation, mais sa mise en œuvre pose d'importants défis à résoudre, notamment sur la gestion énergétique. Pour compenser l'intermittence de la génération d'énergie renouvelable, les systèmes électriques modernes doivent être dotés d'intelligence et de capacité de flexibilité bien supérieures à celles du passé. La notion de flexibilité devient donc très importante.

Chapitre 2. Transformations des systèmes électriques modernes

Ce chapitre décrit les transformations majeures survenant dans les systèmes électriques d'aujourd'hui grâce aux fortes pénétrations des énergies renouvelables et des sources d'énergie distribuées. La notion de flexibilité sera présentée comme un de moyens principaux de compenser les conséquences négatives de ces transformations. Les marchés et les sources de flexibilité, ainsi que leurs manières d'application au sein de dans la France et de l'Union Européenne seront également abordées. La notion de communauté locale de flexibilité sera également introduite, ainsi que les avantages et les inconvénients de l'autoconsommation individuelle et collective.

Enfin, le microréseau communautaire intelligent sera introduit comme un de moyens les plus performants actuellement pour gérer l'énergie de manière « *optimale* » au niveau résidentiel, communautaire et au niveau du bâtiment. Les clefs pour assurer une alimentation résiliente, écologique et très avantageuse économiquement sont le renforcement du réseau de distribution existant, l'agrandissement de l'autoconsommation et la gestion optimale de tous les participants du microréseau.

2.1 Introduction

L'épuisement des sources d'énergie et les problèmes environnementaux à l'échelle mondiale provoquent un grand déploiement de nouvelles solutions techniques. L'un des rôles les plus importants dans cet événement est le développement des **Technologies de l'Information et de la Communication (ICT, Information and Communication Technologies)**. Mais il faut aussi parler du déploiement de la génération d'énergie renouvelable (**ER**), de stockage d'énergie, des technologies de **Maîtrise de la Demande en Énergie (DSM, Demand Side Management)** [34]. D'un autre côté, ces nouvelles technologies modifient les systèmes électriques modernes, particulièrement les systèmes de distribution. La production d'électricité, les réseaux et la consommation subissent eux, de nombreux changements, ce qui apporte de nouvelles opportunités et de nouveaux défis à résoudre. L'augmentation rapide de la production d'**ER** a déjà provoqué certaines étapes des transformations des systèmes électriques modernes. Par exemple, les réseaux électriques conventionnels vont être réaménagés aux réseaux énergétiques à vecteurs multiples (les réseaux électriques qui s'intègrent dans les réseaux de gaz naturel, les réseaux de chauffage, etc.). L'intégration des **ICT** permet un contrôle et une gestion de réseaux plus avancés et plus profonds. La gestion de la consommation permet de favoriser le **Marché Local de l'Énergie (LEM, Local Energy Market)**, de même que le **Marché Local de La Flexibilité (LFM, Local Flexibility Market)**. Voici des axes principaux de transformations des systèmes électriques modernes :

- **Génération intermittente et incontrôlable** : Large déploiement des **ER** dans le niveau mondial pour répondre à l'augmentation de la pollution et l'épuisement des combustibles fossiles.

- **Des consommateurs contrôlables et flexibles** : Récemment, des **Ressources Énergétiques Distribuées (DER, Distributed Energy Resources)** ont connu une augmentation rapide. Ils sont normalement associés aux bâtiments intelligents, aux habitations, aux microréseaux et aux systèmes de distribution [35]. Les **DER** comprennent généralement des **Génération Distribués (GD, Distributed Generation)**, des stockages d'énergie et des charges contrôlables (par exemple, des **Véhicules Électriques (VE)**, des **Pompes à Chaleur (PàCh)**). Grâce à la technologie de réponse à la demande (**RàD**), les **DER** peuvent être considérés comme un gisement potentiel prometteur de la flexibilité pour le réseau électrique [36]. En raison du déploiement des **DER** et des **ICT** du côté de la demande, des consommateurs traditionnels se transforment en **Prosommateurs** (producteur et consommateur) [37]. Ils peuvent non seulement consommer de l'énergie, mais aussi partager une énergie excessive ou la flexibilité avec d'autres **Prosommateurs** et/ou communauté et/ou l'**Opérateur de Réseau de Distribution (DSO, Distribution System Operator)**. Cela s'effectue en utilisant l'échange d'informations et les plates-formes de marchés locaux [38]. Par conséquent, les **Prosommateurs** peuvent participer au processus de la production et/ou de la consommation d'énergie et fournir des services flexibles en gérant leurs **DER** [39]. Disposant d'une infrastructure **ICT**, le bâtiment intelligent peut gérer ses ressources énergétiques d'une manière efficace et échanger de l'énergie et de la flexibilité avec d'autres **Prosommateurs**, les autres bâtiments intelligents ou le **DSO** localement [40]. Actuellement, le secteur de bâtiments représente presque 40% de la consommation d'énergie mondiale. La consommation des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation représente environ la moitié de la consommation des bâtiments [41]. Les bâtiments dans cette étude sont considérés comme une source de flexibilité locale prometteuse.

- L'intelligence et les systèmes intelligents** : Le développement rapide de productions et d'utilisations d'énergie durable nécessite la création de systèmes plus intelligents et avec des capacités de contrôle en temps réel ainsi que des communications bidirectionnelles avec les **Prosommateurs** et **DSO** [42]. La transition des systèmes traditionnels aux systèmes intelligents est observée dans le monde entier, comme en Europe [43], et sur les autres continents [44]. L'infrastructure **ICT** permet au système de distribution intelligent de surveiller, contrôler et gérer l'ensemble du système et tous les composants interconnectés, ce qui profite principalement à [45]:

1. L'amélioration de la fiabilité et de la résilience grâce aux technologies d'auto-réparation automatisées.
2. L'augmentation des revenus et diminution des coûts d'exploitation.
3. La réduction de l'empreinte carbone grâce à des approches optimales de fonctionnement et de planification.
4. L'augmentation de la pénétration de la production d'**ER** et des **DER** en raison d'approches de contrôle intelligent.
5. L'intégration flexible avec les activités de **RàD**.

- Systèmes bidirectionnels et décentralisés** : Suite à l'intégration de **DER**, les systèmes de distribution traditionnels (centralisés et unidirectionnels) se transforment dans des systèmes décentralisés bidirectionnels. Selon [46], l'infrastructure conventionnelle hautement centralisée en 1985, en 2018 a été remplacée par un système décentralisé avec une forte pénétration de la production d'**ER** décentralisée et des centrales de cogénération de la chaleur et de l'électricité. Éventuellement, ce type de transition amène des défis opérationnels sur les systèmes de distribution, tels que des respects de tension, des problèmes de surcharge, des pertes de ligne élevées et d'autres aspects de la qualité de l'énergie. Aussi cela exige de nouveaux moyens de gestion avancés [47].

- Systèmes multiénergies** : Traditionnellement, différents systèmes énergétiques comme les réseaux de gaz, les réseaux électriques et les réseaux de chauffage ont été planifiés et exploités de manière indépendante. Actuellement, ces systèmes énergétiques sont étroitement couplés via différentes technologies et dispositifs de couplage : les **Turbines à Gaz à Cycle Combiné (CCGT, Combined Cycle Gas Turbine)**, les **Unités Combinées de Chaleur et d'Électricité (CHP, Combined Heat and Power plant)**, l'**Équipement de Conversion d'Électricité en Gaz (P2G, Power-to-Gas)** avec la technologie de **Remplacement de Gaz Naturel (SNG, Substitute Natural Gas)**, les **PàCh**, les systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (**HVAC**) et autres [48]. Par conséquent, cela conduit aux systèmes multiénergies. La Figure 10 montre le diagramme schématique des systèmes multiénergies avec des interactions entre différents

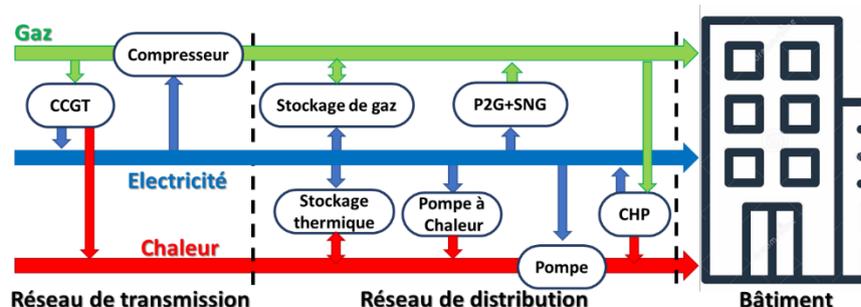


Figure 10 : Le diagramme schématique des systèmes multiénergies.

réseaux d'énergie à différentes échelles. C'est-à-dire, de l'échelle de transmission et de distribution jusqu'au niveau du bâtiment [49]. Dans ce contexte, les synergies entre

l'électricité et les autres vecteurs énergétiques peuvent être utilisées pour fournir la flexibilité rentable requise.

En résumé, l'intégration massive de la production d'ER, l'intégration des systèmes énergétiques multivecteurs et les consommateurs contrôlables et flexibles changent le paysage des systèmes électriques modernes.

2.2 Défis des systèmes électriques et des solutions pour la flexibilité

Les conversions actuelles des systèmes électriques amènent de nouvelles possibilités d'exploitation plus fiable, résiliente et économique. En utilisant correctement la flexibilité, plusieurs avantages pour les systèmes électriques peuvent être obtenus :

- Facilité d'intégration des ER dans les systèmes existants.
- Réduction du coût de fonctionnement des systèmes et améliorations des résiliences et de la fiabilité [50].
- Control transactif des participants du système, de la rémunération et de la facturation par le contrat intelligent (*Smart Contract*) [51] ou « *Block Chain* » [52].
- Large déploiement des LEM et du Commerce d'Énergie Entre Pairs (P2P, *Peer-to-Peer*) [53].

Les ressources principales de flexibilité des systèmes électriques sont présentées sur la Figure 11 en trois axes principaux : générations, réseaux et consommateurs.

- La production d'ER induit un déséquilibre important de puissance entre la production et la consommation liée à son intermittence et à son incontrôlabilité. Cela crée un grand défi pour le **Gestionnaire de Réseau de Transport (TSO, Transmission System Operator)** qui doit contrôler les fluctuations de fréquence et équilibrer son déséquilibre. Le TSO doit disposer d'une valeur de flexibilité suffisante pour faire face à ces problèmes [54].

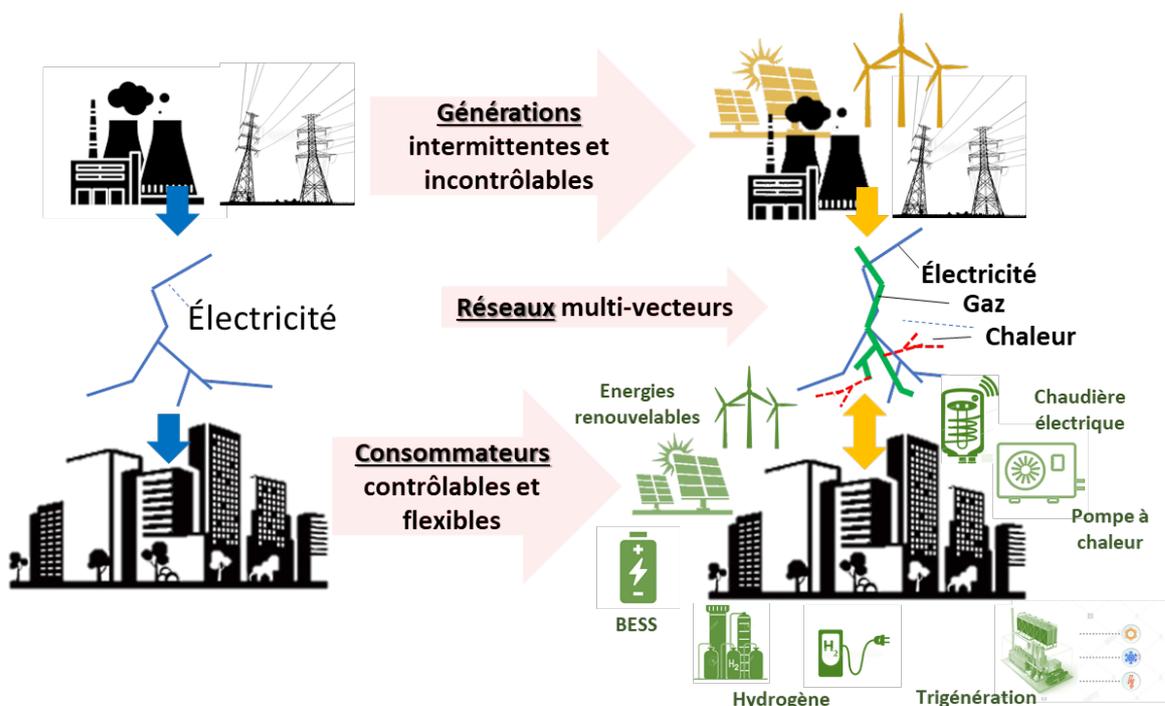


Figure 11 : Diagramme des transformations des systèmes électriques modernes.

- Les systèmes de distribution électriques conventionnels ont été construits pour transporter l'électricité de génération centralisée vers les utilisateurs. De nombreux **DER** connectés du côté de la demande rendent les systèmes de distribution électrique plus complexes et décentralisés. Il provoque des flux de puissance inversés (les systèmes bidirectionnels), des violations de tension, des encombrements et des pertes de lignes. Le fonctionnement sûr et sécurisé des systèmes de distribution serait difficile. Par conséquent, la flexibilité est aussi très nécessaire au gestionnaire du **DSO**, pour relever ces défis.

- Les **Prosommateurs** (consommateurs contrôlables et flexibles) représentent une source potentielle et prometteuse de la flexibilité. Grâce aux technologies des systèmes intelligents, les **Prosommateurs** peuvent fournir des services auxiliaires de flexibilité en gérant leurs **DER** et en communiquant avec d'autres **Prosommateurs**. Le **DSO** peut aussi commercialiser la flexibilité localement.

- La synergie des différents systèmes énergétiques à différentes échelles, comme les systèmes multiénergies, propose de grandes opportunités aux systèmes électriques pour capitaliser ses investissements initiaux et en obtenir la flexibilité rentable.

Enfin, les principales ressources de l'introduction de la flexibilité dans les systèmes électriques comprennent le fonctionnement sûr et sécurisé des systèmes électriques pour les **TSO** et les **DSO**, les nouveaux consommateurs contrôlables et flexibles, les systèmes multiénergies émergentes et l'intégration des **ICT** dans les systèmes énergétiques existants.

2.2.1 Sources de flexibilité dans les systèmes électriques

Généralement, la flexibilité peut être définie comme la possibilité d'ajuster les modes de production et de consommation en réaction à un signal (prix ou signaux d'activation) pour contribuer à différents services [55]. Particulièrement, la flexibilité est considérée comme les services ou les produits à échanger dans les **LFM** en réponse aux besoins de flexibilité (présenté ci-dessus). Techniquement, la flexibilité peut être décrite comme une modification de puissance activée à un moment défini pour une durée définie à un nœud d'emplacement spécifique dans le système de distribution. Selon [36], la flexibilité peut être décrite par cinq attributs principaux :

- Direction (en amont ou en aval du système électrique).
- Puissance disponible.
- Heure du déclenchement.
- Durée.
- Emplacement (emplacement dans des systèmes de distribution).

La flexibilité a été introduite dans des systèmes d'alimentation électrique de différentes tailles, c'est-à-dire au niveau national, régional jusqu'au niveau du microréseau.

La Figure 12 présente un schéma générique d'un système de distribution électrique avec des sources de flexibilité possibles. Les sources flexibles d'un système de distribution électrique se composent principalement de la flexibilité du côté de réseau, de l'offre et de la demande [56].

La flexibilité du côté du réseau peut être obtenue en contrôlant le réseau et son équipement. Ces derniers peuvent être utilisés pour ajuster les caractéristiques physiques du réseau de distribution électrique, la topologie et les paramètres. En conséquence, la flexibilité

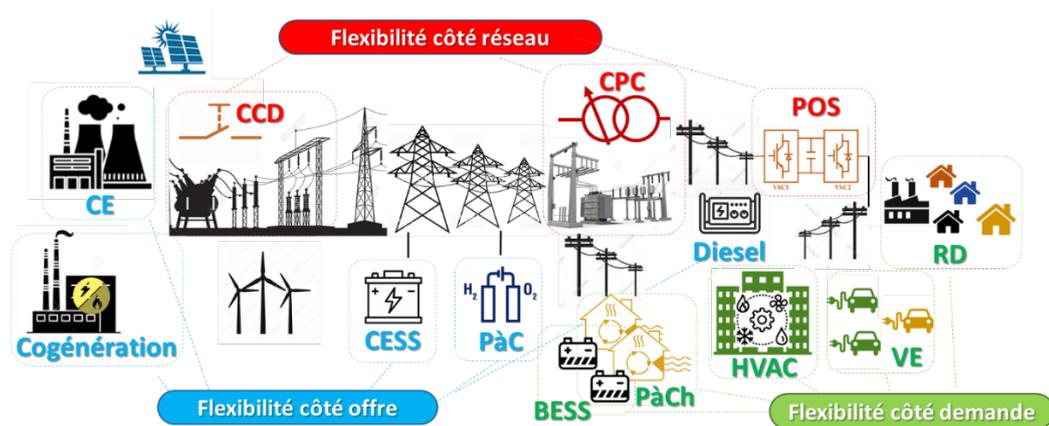


Figure 12 : Sources possibles de flexibilité dans un système de distribution électrique.

du côté du réseau peut être obtenue et le fonctionnement du système de distribution pourrait être amélioré. L'équipement peut être divisé en deux catégories : les équipements discrets et les équipements continus. Sur l'équipement discret, il peut être distingué le **Commutateur Contrôlable à Distance (CCD)** pour changer la configuration du réseau et le **Changeur de Prises en Charge (CPC, On-Load Tap Changer)**. Sur l'équipement continu peut être remarqué le **Point d'Ouverture Souple (POS, Soft Open Point)**. Ce sont des dispositifs électroniques de puissance installés à la place des points normalement ouverts dans les réseaux de distribution d'énergie électrique. Le **POS** peut assurer un contrôle actif du flux de puissance, une compensation de la puissance réactive, une régulation de la tension dans des conditions normales de fonctionnement du réseau, ainsi qu'une isolation rapide des défauts et une restauration de l'alimentation dans des conditions anormales [57].

La flexibilité du côté de l'offre est réalisée par le fonctionnement coordonné de plusieurs **GD** (par exemple, la **Centrale Électrique (CE)** de cogénération, un générateur diesel et autres) et des unités de stockage d'énergie (comme **Pile à Combustible (PàC)**, **Système de Stockage d'Énergie Centralisé (CESS, Centralized Energy Storage System)**). Selon [42], une optimisation du fonctionnement des **GD** et des systèmes de stockage peuvent générer une valeur importante de flexibilité du côté de l'offre. Cela profite au fonctionnement du système de distribution et même à celui du système de transport via coordination **DSO-TSO** [58].

La **DSM** gère la flexibilité du côté de la demande par la modification des schémas de la consommation d'énergie des **Prosommateurs** ou des **Agrégeateurs** [59]. Les **Prosommateurs** peuvent être représentés par une ou plusieurs maisons intelligentes, bâtiments intelligents, et microréseaux avec des ressources flexibles, telles que des **GD**, des stockages d'énergie et des charges contrôlables (par exemple, **VE**, **PàCh**, **HVAC** et des autres). Le [60] représente un énorme potentiel pour les **HVAC** dans la **DSM**. La flexibilité libérée peut être utilisée pour aider au fonctionnement du système de distribution. Les systèmes techniques (comme **HVAC**, **DSM**) peuvent participer dans les **SS** de contrôle et de support de la fréquence [61] ainsi que résoudre la congestion du **Réseau de Distribution (DG, Distribution Grid)**, dans une zone donnée [62]. Ainsi, un bâtiment peut être considéré comme un **Système de Stockage d'Énergie Virtuel (VESS, Virtual Energy Storage System)**, qui peut fournir la flexibilité du côté de la demande en utilisant l'inertie thermique du bâtiment en raison de sa masse thermique [63].

2.2.2 Méthodes de gestion des systèmes électriques

Comme déjà mentionné précédemment, le **DSO** peut offrir la flexibilité dans un **LFM** pour

résoudre ses encombrements et les violations de tension provoquée par la pénétration élevée des **DER**. En plus du **LFM**, il y a d'autres méthodes de gestion des systèmes électriques pour faire face à ces problèmes dans les **DG**.

Les méthodes de gestion des systèmes électriques peuvent être divisées en deux catégories : basées sur le marché ou basées sur le contrôle. Les méthodes basées sur le marché incluent principalement la **VPP** (Annexe D.2.1) et la **Gestion Active de Réseau (GAR)** (Annexe D.2.2). Les méthodes basées sur le contrôle comprennent principalement le **LFM** (Annexe D.1.1), le **LEM** (Annexe D.1.2), le **Contrôle Basé sur le Prix (PBC, Price Based Control)** (Annexe D.1.3) et les systèmes de **Contrôle Transactif (CT)** (Annexe D.1.4). Ils sont présentés sur la Figure 13 et dans l'Annexe D.

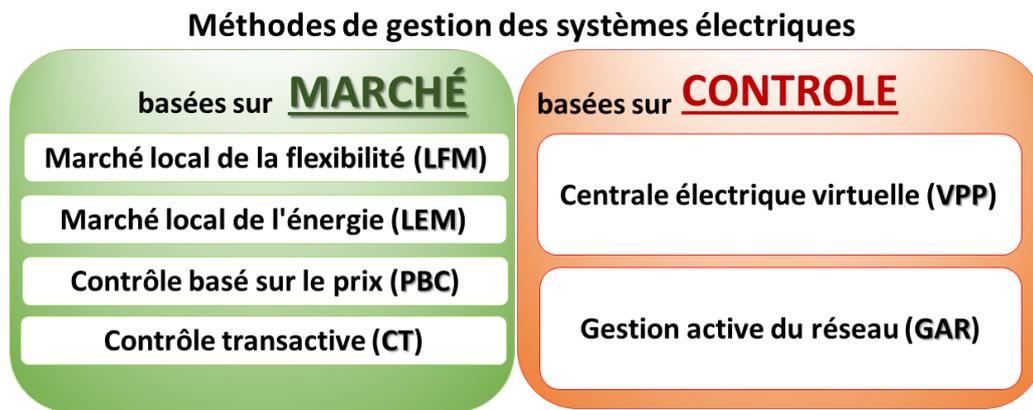


Figure 13 : Méthodes principales de gestion des systèmes électriques.

2.2.3 Flexibilité et marchés

Le **TSO** a un grand besoin de flexibilité pour équilibrer sa puissance et contrôler sa fréquence. Le **DSO** utilise la flexibilité pour contrôler la tension et pour gérer la congestion [43]. Dans la recherche actuelle peuvent être distingués les trois cas principaux de la flexibilité pour appliquer sur le **LFM**:

- **Cas 1 - Niveau du réseau de transport : TSO.** L'équilibre de la flexibilité du **TSO** est normalement négocié sur des marchés pleinement développés tels que les marchés énergétiques intrajournaliers et les marchés de réserves tournantes [64].
- **Cas 2 - Niveau du système de distribution : TSO et DSO.** La flexibilité d'équilibrage pour le **TSO** est fournie par les **DER** au niveau du système de distribution. Ce type d'échange a besoin de **LFM** de même que la coordination entre les **TSO** et les **DSO** pour éviter les problèmes potentiels de flexibilité offerts aux **TSO** [65].
- **Cas 3 - Niveau du système de distribution : DSO.** La flexibilité pour le **DSO** est utilisée pour le contrôle de la tension, la gestion de la congestion et la réduction des pertes. Le **DSO** recherche également des outils de marché pour permettre une gestion et un contrôle plus actifs du système en utilisant ce type de flexibilité comme les **Centrales Électriques Virtuelles (VPP, Virtual Power Plant)**, les **Services Système (SS, Ancillary Services)** et autres moyens. Le **LFM** offre des opportunités et des environnements commerciaux pour le **DSO** en encourageant les échanges de flexibilité localisés. Par conséquent, la recherche de la flexibilité rentable par le **DSO** est un autre moteur majeur pour le trading de flexibilité local et le **LFM** [65].

2.2.4 Marché local de la flexibilité (LFM)

2.2.4.1 Concepts de marchés locaux de la flexibilité

Un marché est un lieu où plusieurs parties peuvent se réunir pour faciliter l'échange de biens ou de services avec des acheteurs, des vendeurs et des détaillants sur le marché comme décrit sur [66]. Le [67] définit un marché local comme un endroit spatial unique qui sert un objectif commercial spécifique. Par analogie avec les définitions d'un marché généralisé et d'un marché local, un **LFM** peut être présenté comme une plate-forme d'échange de flexibilité de l'électricité dans des zones géographiquement limitées telles que les voisinages, la communauté, les villes et les petites villes [45]. Le **LFM** se compose de produits d'échange (flexibilité décrite ci-dessus), des participants du marché, de l'opérateur du marché et de ses mécanismes de compensation.

La Figure 14 présente une représentation générale du **LFM**. Il contient un **DSO**, un **Responsable d'Équilibre (BRP, Balance Responsible Partie)** et plusieurs **Agrégateurs** qui négocient la flexibilité localement sous la supervision d'un opérateur **LFM**.

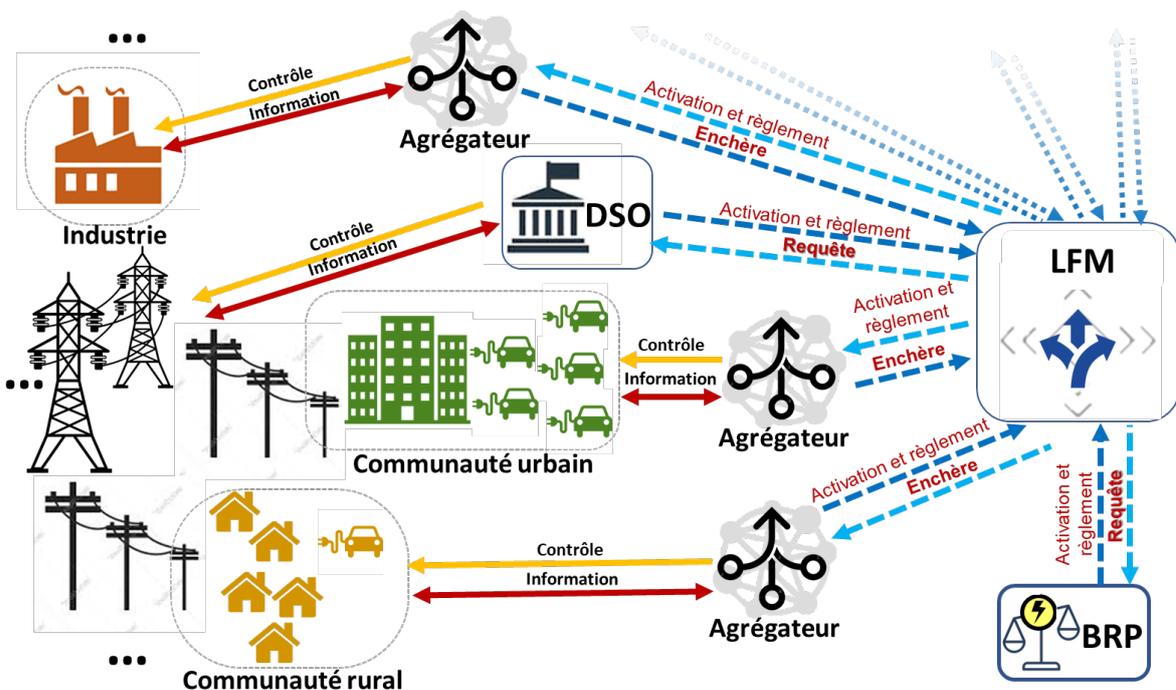


Figure 14 : Représentation générale du **LFM**.

Les **DER**, les **Prosommateurs** (résidentiels et industriels) fournissent la flexibilité. Ils sont gérés par les **Agrégateurs** pour participer au **LFM**. Le **LFM** fournit une plate-forme de négociation compétitive qui est utilisée pour échanger la flexibilité en tant que marchandise entre les acheteurs de flexibilité (c'est-à-dire le **DSO** et **BRP**) et les vendeurs de flexibilité (par exemple, les **Agrégateurs** représentant les **DER** et les **Prosommateurs**). Le **DSO** peut acheter la flexibilité pour le contrôle de sa tension, la gestion de sa congestion et la réduction de ses pertes. Le **BRP** achète la flexibilité pour réduire les volumes et sa charge de déséquilibre. Les

Agrégateurs vendent la flexibilité à but lucratif en modifiant leur consommation d'électricité sur demande. Son profit est basé sur la flexibilité des transactions.

Il existe trois processus principaux : la sous-traitance / les enchères, l'activation et le règlement. Les actions spécifiques du **LFM** au cours de chaque processus sont répertoriées comme suit :

- **Processus de passation de marchés et d'appel d'offres** : au cours de ce processus, le **DS**, le **BRP**, les **Agrégateurs** et l'opérateur du **LFM** communiquent entre eux pour parvenir à un accord sur le prix de négociation de la flexibilité et la quantité de flexibilité. Premièrement, le **DSO** exécute une analyse du flux de charge pour enquêter sur les problèmes de congestion ou de violations de tensions à l'avenir. Si le **DSO** prévoit un tel risque, il enverra une demande de flexibilité à l'opérateur **LFM**. Parallèlement, le **DSO** fournit également à l'opérateur du **LFM** des informations techniques sur le réseau (y compris l'état du système, l'emplacement où la flexibilité est nécessaire, et le type de problème). Le **BRP** reçoit les prévisions de l'état du réseau et estime les futurs déséquilibres. Si nécessaire, le **BRP** enverra une demande de flexibilité à l'opérateur du **LFM**. Après avoir reçu toutes demandes et informations sur la flexibilité, l'opérateur du **LFM** enverra une annonce aux **Agrégateurs**. Les **Agrégateurs** cumulent les offres de flexibilité de leurs **Prosommateurs** pour proposer des offres de flexibilité à l'opérateur du **LFM**. Ensuite, l'opérateur du **LFM** efface le marché. Une fois le marché libéré, les résultats sont envoyés au **DSO**, **BRP** et **Agrégateurs**.

- **Processus d'activation** : dans ce processus, le **DSO** et le **BRP** activent leur flexibilité acquise en envoyant une demande d'activation de flexibilité à l'opérateur du **LFM**. Les **Agrégateurs** offrent une flexibilité activée en programmant et en contrôlant les **Prosommateurs** et les **DER**. La confirmation d'activation est envoyée à l'opérateur du **LFM** par les **Agrégateurs**. Par la suite, l'opérateur du **LFM** envoie la confirmation de la provision de flexibilité au **DSO** et au **BRP** respectivement.

- **Processus de règlement** : dans ce processus, les transactions de flexibilité sont conclues par le biais d'accords de règlement et de paiement entre les opérateurs du **DSO**, du **BRP**, du **LFM** et les **Agrégateurs**.

La description des participants aux marchés locaux de la flexibilité est présentée dans l'Annexe F.

2.2.5 Flexibilité locale en France

En France la société **Enedis** est chargée de la gestion et de l'aménagement de 95% du **DG**. L'article 199 de la Loi n° 2015-992 du 17 août **LTECV** décrit dans l'Annexe B.3 a mis en place un cadre expérimental permettant aux collectivités, en association avec des producteurs et des consommateurs, de proposer aux gestionnaires du **DG** publics un service de flexibilité local [68]. Le Décret n°2016-704 du 30 mai 2016 en précise les modalités d'application [69].

Ces documents correspondent à une première version du projet qui aura vocation à être enrichie lors des premiers cas d'expérimentation ainsi que par une discussion auprès des parties prenantes. Cette publication obéit ainsi à une démarche pédagogique proactive d'**Enedis** pour favoriser l'application opérationnelle de ces dispositions. Ainsi il s'inscrit dans le cadre de la recommandation n°2016-12 faite par la **CRE** dans sa délibération du 8 décembre

2016 portant sur le développement des réseaux électriques intelligents. Ce cadre a été prolongé pour une durée de 4 ans par l'arrêté du 5 août 2019.

Actuellement, la notion de la flexibilité locale est cruciale pour la prochaine transition énergétique et le développement approprié des systèmes électriques modernes (particulièrement de **DG**).

2.2.5.1 Flexibilités locales

La flexibilité locale favorise la transition énergétique tout en limitant les coûts pour la collectivité. La flexibilité consiste, sur le **DG**, à moduler en temps réel les quantités d'électricité soutirées ou injectées sur les lignes électriques, évitant de même les « *bouchons* » pour garantir en permanence la qualité de fourniture. Pour la France et **Enedis**, l'usage de la flexibilité à l'échelle locale constitue notamment des opportunités comme la diminution des coûts et délais pour le raccordement des producteurs d'**ER** et des consommateurs d'un côté. D'un autre côté, cela met en disposition un nouvel outil au service de la planification, du pilotage et de l'exploitation du réseau.

La loi **LTECV** permet de contractualiser l'usage expérimental de la flexibilité entre **Enedis** et une collectivité locale. **Enedis** a franchi un nouveau cap dans l'innovation et dans l'appropriation de ce nouveau cadre en le testant durant l'hiver 2018 - 2019. Cette expérimentation visait à garantir la sécurité d'alimentation d'un secteur en attendant la réalisation d'investissements plus lourds. Actuellement, **Enedis** est en phase de conception de cette démarche. La première activation pour les tests et pour les cas réels a été prévue pour la fin 2020. Désormais, **Enedis** a déjà défini trois axes principaux de flexibilité sur lesquels il finit la conception : la flexibilité en cas d'accident, la flexibilité de programmation des travaux et la flexibilité pour reporter l'investissement. Ces conceptions sont décrites ci-dessous.

2.2.5.2 Flexibilité comme alternative aux moyens de réalimentation électrique en anticipation ou suite à un incident

Dans ce cas, les **SS** de flexibilité permettraient de mieux gérer les congestions ne justifiant pas d'investissement sur le réseau pour les cas trop faibles ou relevant de situations trop rares. Ils seraient utilisés en alternative ou en complément à des solutions usuelles (par exemple, comme les moyens mobiles de réalimentation). En revanche, la valeur pour la collectivité lors des activations facilitant la reprise des clients coupés pourrait varier de 0 à 20k€/MWh, en fonction du service rendu localement (délais de réalimentation et nombre de clients). La description détaillée est dans l'Annexe H.1.

Dans ce cas, les **SS** possibles à appliquer sont : **SS : Réserve tournante / Capacité de réserve / Arbitrage énergétique / Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse / Capacité de démarrage autonome / Exploitation de l'île.**

2.2.5.3 Flexibilité pour mieux programmer les travaux

Les **SS** de flexibilité locale peuvent être utilisés en cas de travaux programmés sur le **DG** dès lors que ces derniers occasionnent une coupure qui peut être évitée. La valorisation de la flexibilité dans ce cas d'usage et le cas précédent varie entre 0 et 20k€/MWh, décomposée en

une part fixe pour la capacité réservée et une part variable pour la couverture des coûts variables [70]. La description détaillée est dans l'Annexe H.2.

Les **SS** possibles à appliquer dans le cas de programmation sont : **SS : Équilibrage de charge / Réserve tournante / Capacité de réserve / Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande / Arbitrage énergétique / Régulation de capacité à la hausse et à la baisse.**

2.2.5.4 Flexibilité pour reporter les investissements

Tous les investissements ne peuvent pas être associés à une opportunité de la flexibilité par exemple, les enfouissements de lignes aériennes, le renouvellement des câbles d'ancienne technologie, etc. Dans certains cas, l'intégration des services rendus par la flexibilité lors de la conception des **DG** pourrait permettre de reporter d'une ou plusieurs années l'investissement correspondant. L'utilisation de la flexibilité pour décaler un investissement permettrait de dégager un gain pour la collectivité qui varie en fonction de la situation locale dans une fourchette de 0 à 24 k€/an pour chaque MW de capacité réservée [70]. La description détaillée est dans l'Annexe H.3.

Les **SS** possibles à appliquer pour reporter les investissements du **DG** sont : **SS : Tension / Fréquence / La gestion du groupe / Exploitation de l'île / Équilibrage de charge / Capacité de réserve / Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande / Amortissement des oscillations de puissance / Arbitrage énergétique / Régulation de capacité à la hausse et à la baisse.**

Enedis instruit ainsi l'intégration des **SS** de flexibilité dans la planification et la conduite du réseau en complément des solutions actuelles (renforcement de réseau, changement topologique, groupes électrogènes, etc.). La Figure 15 présente des étapes de planification des caractéristiques de la flexibilité, utile pour le réseau, qui pourrait être activé en temps réel par **Enedis**.



Figure 15 : Exemple de contractualisation de la flexibilité selon **Enedis** (source [70]).

Les étapes sont les suivantes : 1) Publication d'un recensement d'intérêt ; 2) Mise en concurrence ; 3-5) Gestion des offres reçues suite à la mise en concurrence et à la contractualisation avec l'acteur retenu ; 6) Processus interne & externe d'activation de la flexibilité au moment du besoin ; 7) Contrôle à partir des profils de charge des clients de la bonne réalisation du service de flexibilité proposé. Actuellement, le processus retenu par **Enedis** déroule les grands thèmes qui reflètent les enjeux associés au recours au marché pour contractualiser la flexibilité en France dans un avenir proche.

2.3 Les Services Système (SS) pour la flexibilité du réseau électrique

L'Union Européenne (UE) s'est engagée à réduire les émissions de GES dans son territoire d'au moins 40% jusqu'en 2030, avec une part prévue de 50% des ER d'ici 2030 [66].

Les DER, telles que les systèmes solaires collectifs ou individuels, les systèmes des batteries de stockage en aval des compteurs, les VE rechargeables et les charges commerciales et industrielles, peuvent fournir la flexibilité par les SS aux DSO grâce à des incitations fondées sur le prix, souvent appelé RàD. En augmentant la liquidité et la concurrence sur les **Marchés des Services Auxiliaires (MSA)**, les DER peuvent également contribuer à réduire les coûts d'approvisionnement des SS. Les DER peuvent être autorisées à participer de façon indépendante ou par l'intermédiaire d'**Agrégateurs** ou de détaillants, selon la conception du marché en place. Plus précisément cela est présenté dans l'Annexe G.

En France, au titre du code de l'énergie de la **Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)** [71], le gestionnaire de réseau de transport dispose des SS (réserves primaire et secondaire) et du mécanisme d'ajustement (réserves tertiaires) pour mission de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation de l'électricité et d'assurer la flexibilité nécessaire [72]. Depuis janvier 2016, l'ensemble des sites de production et de soutirage, raccordés au réseau de transport comme au DG, peuvent participer au SS via un acteur appelé le responsable de réserve (soi-disant **Agrégateur**) [73]. Ci-dessous seront décrits les SS destinés à la flexibilité du réseau conventionnel ainsi que leurs applications dans le microréseau (Figure 16 à Figure 19) ainsi que le comportement de l'**État de Charge (SOC, State of charge)** du BESS du microréseau pendant la période considérée.

2.3.1 SS : Tension / Puissance réactive

En raison des lois de Kirchhoff, l'ampleur de la tension et aussi la tension de service aux clients varieront sur la longueur d'un conducteur tel qu'une borne de distribution. Afin de maintenir la tension dans la zone de tolérance avec les conditions changeantes, trois types de solutions sont possibles : l'application d'un changeur de prises en charge, des régulateurs de la tension ou de condensateurs [74]. La description de ces solutions se trouve dans l'Annexe G.1.

La tension d'un nœud de réseau peut être affectée par l'échange de puissance réactive. Elle est augmentée en alimentant la puissance réactive, et inversement. D'après [74], le **SS : Tension** représente l'injection ou l'absorption de puissance réactive par les unités de génération pour maintenir les tensions du système de transmission dans les plages requises. Il est distingué le **Réglage Primaire de Tension (RPT)** et le **Réglage Secondaire de Tension (RST)** du **SS : Tension** décrit dans l'Annexe G.1. Le **SS : Puissance réactive** est un cas particulier du **SS : Tension** qui contrôle le facteur de puissance ($\cos \varphi$) dans les plages requises dans la zone de contrôle définie, comme indiqué dans la Figure 16. La description complète de **SS : Tension / Fréquence** se trouve dans l'Annexe G.1.

Le diagramme schématique d'application de ces services est présenté dans la Figure 16. Les flux indiqués pour le **SS : Tension** et le **SS: Puissance réactive** représente la puissance réactive.

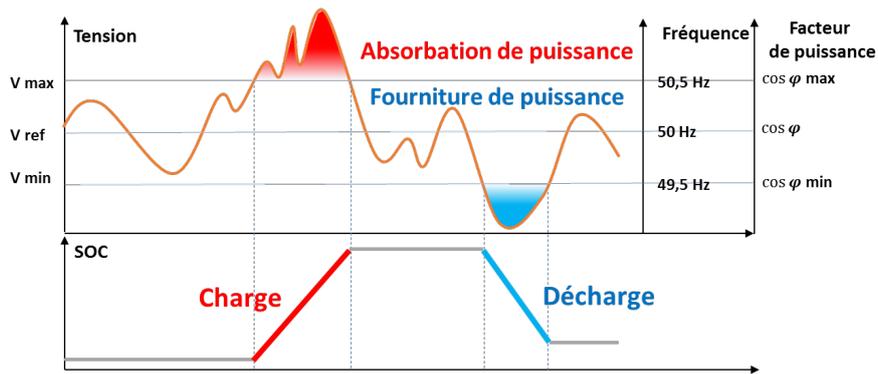


Figure 16 : SS : Tension / Fréquence / Puissance active et réactive.

2.3.2 SS : Fréquence / Puissance active

L'énergie électrique ne peut pas être stockée en grandes quantités par des moyens conventionnels. Pour cette raison, à un moment donné, la quantité d'électricité produite doit correspondre précisément à la quantité utilisée qui garantit le fonctionnement sécurisé du réseau électrique à une fréquence constante de 50 Hz (hertz) [75]. Les fluctuations imprévues entre l'alimentation et/ou le retrait de l'énergie électrique du réseau doivent être compensées à court terme en augmentant ou en réduisant rapidement la production de centrales électriques des fournisseurs de ce qu'il est appelée la réserve de contrôle [76]. Techniquement, cela est réalisé par une procédure de contrôle en trois étapes (contrôle **primaire**, **secondaire** et **tertiaire**) décrites dans l'Annexe G.2. Le **SS : Fréquence** et le **SS : Puissance active** représentent l'injection ou l'absorption de puissance active par les unités de génération pour maintenir la fréquence ou le niveau de puissance du système électrique dans les plages requises (Annexe G.2).

La Figure 16 montre le diagramme schématique d'application du **SS : Fréquence** et **SS : Puissance active**. Les flux pour le **SS : Fréquence** représente la puissance active.

2.3.3 SS : Équilibrage de charge / Réserve tournante / Capacité de réserve

Le **SS : Équilibrage de charge** (Figure 17, à gauche) vise à garder le niveau de consommation

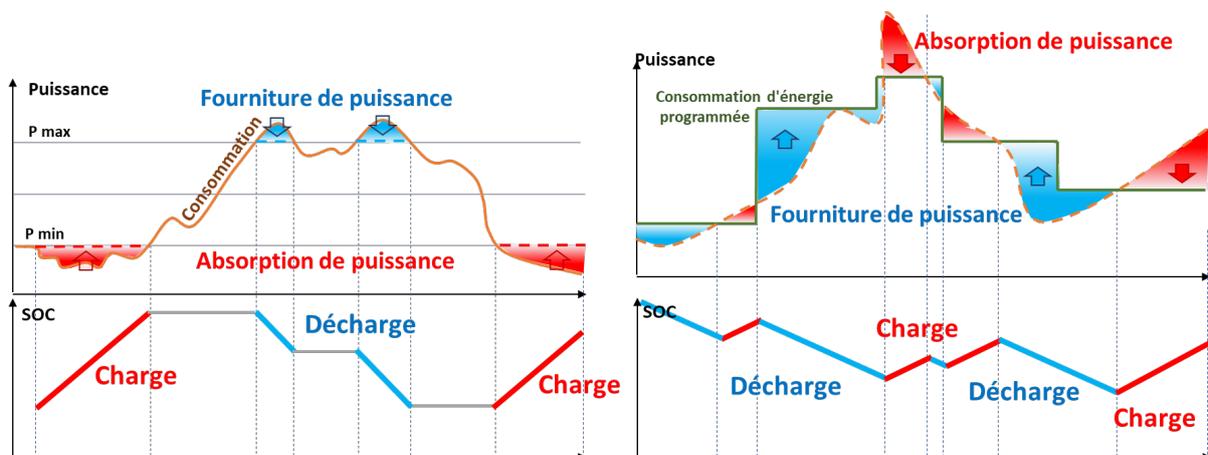


Figure 17 : SS : Équilibrage de charge / Planification / Effacement de la consommation (à gauche), SS : Capacité de réserve (à droite).

de la charge dans les limites définies auparavant, pour éviter la perte de stabilité du réseau dans la zone de contrôle. Il ramène la consommation réelle à la consommation prévue. Selon [74], le **SS : Capacité de réserve** est représenté par les ressources en ligne sur le contrôle de génération automatique. Elles peuvent répondre rapidement aux demandes des opérateurs du système pour des mouvements de montée et de descente, suivre les fluctuations (d'une minute à l'autre) de la charge du système et corriger les fluctuations involontaires de la sortie du générateur (Figure 17, à droite).

Le **SS : Réserve tournante** est une génération en ligne, synchronisée avec le réseau, qui peut augmenter immédiatement la production en réponse à une panne majeure d'un générateur ou d'une transmission et peut atteindre sa pleine puissance en 10 minutes pour se conformer à la norme de contrôle des perturbations (Figure 18). C'est un cas particulier de **SS : Équilibrage de charge**.

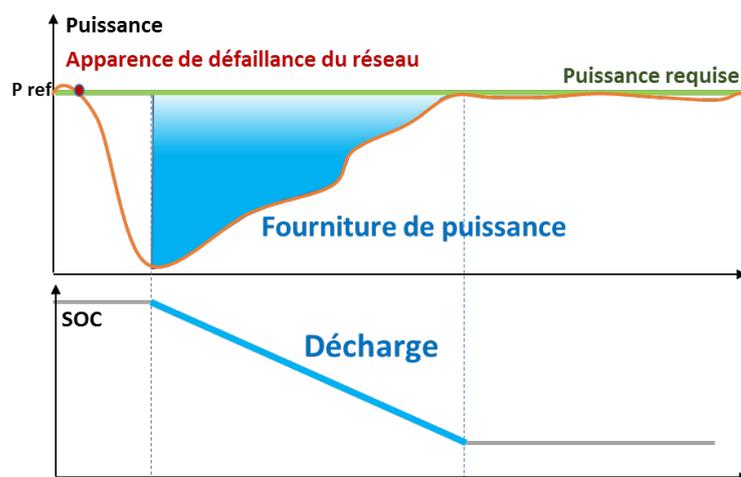


Figure 18 : **SS: Réserve tournante.**

Le description complète des **SS : Équilibrage de charge / Réserve tournante / Capacité de réserve** se trouve dans Annexe G.3.

2.3.4 **SS : Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande (RàD) / Amortissement des oscillations de puissance.**

Le **SS : Planification** fait référence à des actions avant leur apparition (comme la planification d'un générateur pour produire une certaine quantité d'énergie la semaine suivante), tandis que la répartition fait référence au contrôle en temps réel des ressources disponibles [77]. L'exemple du **SS : Planification** est présenté sur la Figure 17.

Les **SS : Effacement de la consommation / Réponse à la demande** consistent à éviter de consommer de l'électricité à certains moments du temps. Ils sont présentés sur la Figure 17 par l'abaissement de la consommation dans des périodes différentes de temps.

Le **SS : Déplacement de charge** (*Load shifting*) est un cas particulier du **SS : Effacement de la consommation**. Contrairement à lui, le **SS : Déplacement de charge** réduit la consommation dans une période de temps donnée et la reporte à une période ultérieure (Figure 19, à gauche)

[78]. Les **SS : Réponse à la demande / Déplacement de charge** sont considérés comme des sources très avantageuses de la flexibilité pour le secteur de bâtiments.

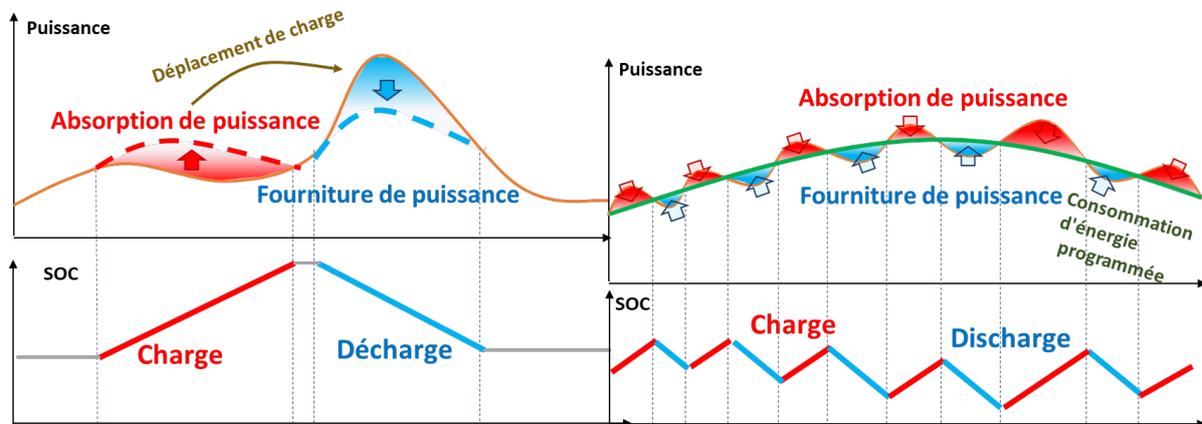


Figure 19 : **SS : Déplacement de charge / Amortissement des oscillations de puissance.**

Selon [73], le **SS : Amortissement des oscillations de puissance** peut être fourni par une source de puissance active ou un compensateur de puissance réactive, situé le long d'une longue ligne de transmission soumise à des oscillations de flux de puissance (Figure 19, à droite) [79].

La description complète de ses services se trouve dans l'Annexe G.4.

2.3.5 **SS : Arbitrage énergétique**

L'arbitrage est un processus d'achat et de vente d'un bien à partir de différentes plateformes, bourses ou emplacements pour tirer profit de la différence de prix. Le **SS : Arbitrage énergétique** peut-être efficace pour les systèmes disposant des unités de stockage d'énergie. Dans le mécanisme du **SS : Arbitrage énergétique**, l'opérateur possède la possibilité réelle d'acheter (charger) de l'électricité à un moment donné dans les **Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie (BESS, Battery Energy Storage Systems)** et de la vendre (décharger) ultérieurement pour exploiter la variabilité et la volatilité des prix [80]. En revanche, les prix actuels des unités de stockage et d'énergie électrique ne sont pas assez attractifs actuellement [81]. Enfin, grâce à la diminution du prix des unités de stockage futures, et l'augmentation permanente du prix de l'électricité, cela peut devenir plus attractif.

2.3.6 **SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse**

Le **SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse** (*Up and Down Capacity Regulation*) est un cas particulier de **SS : Arbitrage énergétique** et représente la capacité disponible des **BESS** du microréseau au gestionnaire de réseau (**Agrégateur**) qui peut être réservé et géré directement par lui [74]. Ce type de **SS** prévoit la compensation financière plus haute que le cas du **SS : Arbitrage énergétique**. Cela permet à l'**Agrégateur** et au **DG** d'avoir le support du réseau et la valeur de la flexibilité plus importants, et le réglage d'équilibre plus fin [82]. La rémunération du possesseur final du **BESS** prend en compte la capacité d'énergie chargée et déchargée (capacité **BESS** à la hausse et à la baisse) et aussi le fait d'être disponible pour cette **SS** [83]. La description graphique est sur la Figure 19.

Au cours de cette thèse il a été développé la méthodologie originale de la gestion du **SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse** qui est dans l'Annexe Q [84].

2.3.7 SS : Gestion du groupe

La gestion du groupe agit en fournissant et en exploitant un système électrique afin que la génération et la consommation soient en équilibre tout le temps. Cela se fait en utilisant des groupes de la génération d'électricité qui doivent être équilibrés à l'aide d'un système de planification également prévu à cet événement (**BRP** ou groupe d'équilibre et gestion des horaires). Si ce n'est pas le cas, l'énergie d'équilibrage est utilisée pour compenser, et le déséquilibre du groupe d'équilibrage respectif est facturé (gestion de la rémunération d'équilibre). Pour que cela soit possible, un groupe d'équilibre doit clairement attribuer ses points de mesure (gestion des données de mesure) [85].

2.3.8 SS : Capacité de démarrage autonome / Exploitation de l'île

Selon [74], le **SS : Capacité de démarrage autonome** (*black start*) est représenté par la génération, au bon endroit, capable de démarrer sans soutien du réseau, et qui a une capacité et un contrôle réels et réactifs suffisants pour être utile à la mise sous tension de pièces du système de transmission et au démarrage de générateurs supplémentaires. La centrale électrique ou le microréseau est capable de fonctionner isolément (capacité d'exploitation de l'île) si elle peut atteindre et maintenir un certain niveau de fonctionnement sans nécessiter l'activation des lignes sortantes au réseau isolé approprié **SS : Exploitation de l'île**. Plus précisément ces services sont décrits dans l'Annexe G.8.

2.3.9 Particularités des SS

L'industrie électrique, en particulier les **ER**, s'est développée rapidement ces dernières années. La structure du réseau a subi des changements majeurs. L'échelle du système a continué de s'étendre et la complexité de la gestion du fonctionnement du système a considérablement augmenté. Cela conduit à une exigence plus élevée sur le fonctionnement sûr et stable du système électrique. Ces processus nécessitent beaucoup plus de capacité de manœuvre (flexibilité) qu'auparavant. Cela peut être fourni par des systèmes de stockage d'électricité (**BESS**) et de maîtrise de la demande en énergie (**RàD**) [86]. Les **SS** de flexibilité, en tant qu'élément essentiel du système électrique, peuvent atténuer les défis susmentionnés dans une certaine mesure. Dans la passée, la flexibilité était fournie obligatoirement par les centrales électriques. Actuellement, les **SS** de flexibilité se développent commercialement [87]. Cela oblige à créer des **LFM** pour associer les fournisseurs et les demandeurs de flexibilité du réseau.

Le **BESS** peut générer une relativement grande quantité de puissance, mais pour une courte durée [88]. Il peut fournir les **SS** de flexibilité à égalité avec, les moyens de génération conventionnelle et la gestion intelligente du système électrique. L'énergie réactive peut être injectée dans le réseau par des onduleurs, qui l'utilisent généralement grâce au **Contrôle Orienté de Tension (COV, Control of Voltage)**. Le problème principal de la participation des **BESS** au **LFM** est le mécanisme du coût du service auxiliaire électrique [89] et la conception d'une méthode de compensation économique pour assurer des avantages raisonnables aux

investisseurs du **BESS** [90]. Dans un avenir proche, le prix du **BESS** diminuera, la durée de vie et l'opérabilité augmenteront, ce qui augmentera le retour sur investissement des **BESS**. En fait, le bénéfice de l'opération **BESS** et de la participation au **LFM** dépend fortement de la politique tarifaire du **DG** et des revenus des subventions gouvernementales du pays considéré.

Un autre problème perceptible est le dimensionnement du système de stockage pour la participation du **BESS** au marché auxiliaire [77]. La dimension excessive des **BESS** augmente le coût initial de l'équipement et retarde le temps de récupération. La dimension insuffisante du **BESS** ne sera pas non plus en mesure d'apporter des avantages financiers importants pour l'utilisateur final.

Comme le système de stockage d'énergie a un coût initial élevé, un des objectifs supplémentaires de cette thèse est d'estimer les revenus potentiels de la participation des **BESS** du microréseau dans les **SS** en complément de la mission d'augmentation de l'autoconsommation locale [91]. Cette section indique que les **SS** les plus adaptés pour **BESS** sont les **SS : Capacité du réseau à la hausse et à la baisse / Arbitrage énergétique / Déplacement de charge / Réponse à la demande**. Le **SS** le moins adapté pour la durabilité de **BESS** est le **SS : Amortissement des oscillations de puissance** grâce au changement fréquent de direction du flux de puissance du **BESS** (mode microcycles). Pour ce cas, il est plus approprié d'utiliser les **Ultracondensateurs (UC)** [92], ou les **Systèmes Hybrides d'Énergie Renouvelable (HRES, Hybride Renewable Energy Systems)** au lieu du **BESS** [93].

2.4 Autoconsommation

Actuellement, une transition des régimes de soutien aux sources d'**ER** pour la production d'électricité a lieu en Europe. Ce changement se caractérise par une transition des régimes qui soutiennent directement les sources d'**ER** vers un soutien plus indirect aux environnements du marché. Cela facilite l'intégration des **ER** par ses propres forces. L'autoconsommation des **ER** offre des avantages aux acteurs politiques et économiques, mais il n'est pas encore largement déployé en raison de sa rentabilité douteuse et des coûts des technologies associées.

L'autoconsommation des **ER** peut être présentée comme la consommation d'énergie à partir des sources d'**ER**, non injectée dans le **DG** ou du transport ou instantanément retirée du réseau, et qui est consommée par le propriétaire de l'unité de la production d'électricité (**Prosommateur**). Par la suite, le **Prosommateur** est une personne, qui peut produire et consommer de l'électricité en même temps. L'autoconsommation fait partie de l'énergie électrique consommée qui se rapportait à la quantité d'énergie électrique produite par le **Prosommateur**. La Figure 20 présente un profil-exemple quotidien de la génération **PV** (zone **B-C**) et une consommation d'énergie journalière (zone **A-C**). La zone **C** représente une zone d'autoconsommation absolue.

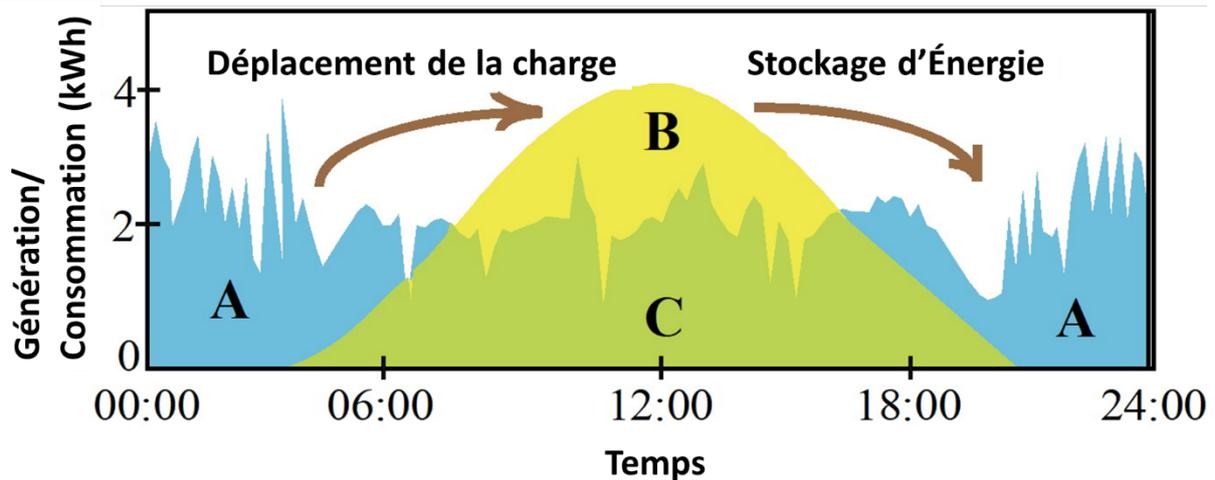


Figure 20 : Le profil journalier de la génération PV (zone B et C) et la consommation journalière (zone A et C).

L'autoconsommation et l'autosuffisance peuvent être décrites grâce à la Figure 20, comme présenté sur (1) et (2).

$$ACS = \frac{C}{B + C} \quad (1)$$

$$ASF = \frac{C}{A + C} \quad (2)$$

L'un des principaux enjeux de l'autoconsommation résidentielle est l'incohérence entre la production d'électricité à partir du PV et de la demande réelle. La majeure partie de la production d'électricité a lieu lorsque les consommateurs résidentiels ne sont pas à la maison, exerçant leur profession ou d'autres activités de la vie quotidienne. Par conséquent, le potentiel d'autoconsommation estimé varie entre 17% et 44%, selon la taille du ménage et l'exposition à l'irradiation en cas d'absence de stockage et des mesures de DSM [94].

Il y a plusieurs technologies de DSM qui peuvent varier la demande électrique en fonction de la technologie choisie. L'une d'entre elles est la technologie RàD, elle permet de gérer la demande d'électricité et de déplacer la consommation d'énergie de pointe soit vers les périodes creuses, soit vers les zones de surproduction d'énergie PV. Cela permet d'agrandir le taux d'autoconsommation et d'adapter la demande aux besoins de fonctionnement du réseau. Grâce au stockage de l'électricité et à la RàD, les taux d'autoconsommation peuvent être augmentés et des coûts d'utilisation du réseau peuvent être réduits (en raison de l'intégration du PV) [95]. Les avantages politiques et économiques de l'autoconsommation sont suivants :

- **Permettre une transition de régimes de soutien aux ER (tarifs d'alimentation, quotas) à une intégration par les forces du marché**
- **Nouvelles ressources financières pour les sources d'ER**
- **Coûts de la production d'électricité et relief des réseaux**
- Les défis de l'autoconsommation et des options politiques :
- **Solutions technologiques et limitations socio-économiques**

- **Problèmes d'intégration de stockage de l'électricité au réseau**
- **Stockage d'électricité pour l'autoconsommation : problèmes financiers**

La description de ces avantages et les défis d'autoconsommation sont présentés dans l'Annexe H.

2.4.1 Autoconsommation individuelle (ACI)

L'article **L315-1** du code de l'énergie [96, p. 315-1] définit l'**Autoconsommation Individuelle (ACI)** de manière suivante « *Une opération d'autoconsommation individuelle est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation. La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage* ». Un tiers est accepté pour l'installation, gestion et l'entretien de l'installation de production d'autoproducteur, mais il n'est pas considéré comme un autoproducteur.

- **Taille relative de la génération PV et de la demande d'énergie.**

L'autoconsommation de (1) est normalisée par la production totale d'énergie. L'autosuffisance de (2) est normalisée par la demande totale d'énergie. Par conséquent, l'augmentation de la génération **PV** par rapport à la demande diminuera toujours l'autoconsommation tandis que l'autosuffisance sera augmentée ou restera inchangée. L'autoconsommation est toujours égale à l'autosuffisance seulement dans le réseau avec équilibre annuel parfait entre la génération et la demande et c'est un cas particulier.

Produire sa propre électricité de **PV** est souvent considérée comme une réflexion de style de vie. Une hypothèse commune est que l'intention d'un ménage de devenir un producteur d'électricité est une première étape vers un changement de son comportement [97]. Dans plusieurs pays, les systèmes **PV** résidentiels sont encore assez rares. Les installations de **PV**, les microéoliennes, et les autres **DER** sont alors principalement effectuées par les soi-disant premiers adoptants. La consommation d'électricité résidentielle ne peut être comprise que comme une partie des habitudes et des routines quotidiennes des familles. Le [98] indique que l'utilisation du **PV** résidentielle a augmenté l'utilisation des technologies économes en énergie à cause des économies dans les ménages.

Une problématique importante concernant l'**ACI** d'électricité **PV** est l'impact potentiel d'une installation **PV** sur le comportement énergétique des ménages, c'est-à-dire la façon dont les ménages interagissent avec le réseau électrique. La surveillance et la visualisation de la consommation d'une installation **PV** résidentielle pourraient causer un intérêt des ménages résidentiels pour la consommation d'énergie. Cela conduira à des efforts pour réduire encore la consommation résidentielle, ou l'associer à la production d'énergie **PV**. Finalement, la consommation totale d'électricité et les modes d'usage d'équipements quotidiens sont différents avant et après l'installation [95].

2.4.1.1 Options pour une autoconsommation améliorée

Pour augmenter l'**ACI** des systèmes **PV** résidentiels, il y a deux méthodes principales : le stockage de l'énergie et la gestion de la consommation. Il est possible d'utiliser ces techniques

en combinaison ou séparément. La gestion des charges est incluse ci-après dans le concept plus large de la **DSM**.

2.4.1.1.1 Maîtrise de la Demande en Energie (DSM)

La **DSM** a plusieurs significations où le principe est d'améliorer le système énergétique du côté de la consommation [99]. Le travail actuel utilise la **DSM** pour déplacer la charge, ainsi que les besoins en énergie les charges résidentielles (le chauffage, la machine à laver, la ventilation, la climatisation (**HVAC**), etc.) des périodes de temps avec la consommation excédentaire vers des périodes de surproduction **PV**. La **DSM** peut également être combinée avec les **BESS** pour augmenter encore l'autoconsommation.

2.4.1.1.2 Technologies de stockage

Pour les systèmes **PV** résidentiels, le stockage à hydrogène, le stockage électrochimique (**BESS**) ou la combinaison des deux sont les plus appropriés pour la conversion de l'électricité, selon la période de stockage [100]. Les **BESS** ont un rendement de conversion élevé, mais aussi une autodécharge relativement élevée, selon la technologie du **BESS**, sur de plus longues périodes de temps.

L'électricité **PV** peut également être stockée sous forme de chaleur, par exemple un réservoir d'eau à utiliser lorsque la demande de chaleur est élevée. De même, le chargement et le déchargement du stockage de l'énergie entraînent toujours des pertes. Il est plus efficace d'utiliser instantanément l'électricité **PV** produit, si possible, au lieu de la stocker pour une utilisation ultérieure [101].

2.4.1.1.3 Les systèmes de stockage résidentiel

Le stockage résidentiel fait référence à un système de **BESS** (ou **HRES**) stationnaire et il est généralement utilisé avec le système **PV**. Il y a deux configurations principales possibles du système : **AC** couplé, quand le **BESS** est connecté via un onduleur et un régulateur de charge à la liaison **AC** du système **PV**, ou **DC** couplé, quand le **BESS** est connecté à la liaison **DC** de l'onduleur **PV** [102].

Aujourd'hui, les coûts d'un système de stockage du **BESS** sont élevés. Au moins quatre aspects en plus de la capacité nominale et des coûts, devraient être pris en considération pour le dimensionnement : la limitation de la tension, la durée de vie du cycle, la durée de vie du calendrier et l'efficacité [103]. Il existe quelques technologies de **BESS** différentes disponibles sur le marché pour le stockage résidentiel de l'électricité, par exemple l'acide plomb, le **Li-ion**, le **Sodium-Sulfure (NaS)**, **Nickel-Cadmium (NiCd)** et **Nickel Métal Hydride (NiMH)** [94]. L'autre tendance est de réutiliser les batteries de plus et plus nombreuses des **VE**. La taille du **BESS** est importante non seulement en raison de la capacité de stockage, mais aussi en raison du stress croissant du système avec un **BESS** plus petit réduisant sa durée de vie.

L'énergie **PV** peut également être convertie en chaleur, par exemple par chauffage direct ou avec une **PàCh**, et est stockée dans un réservoir d'eau chaude. Cela pourrait être une bonne alternative si la maison a une forte demande de chauffage et un système de chauffage à base d'eau combiné avec un réservoir d'eau chaude.

En détail les options pour une autoconsommation améliorée sont décrites dans l'Annexe I.

2.4.1.1.4 ACI améliorée

Un autre facteur affectant l'ACI est le choix de la stratégie de contrôle pour les BESS et la DSM. La forte prévalence est obtenue par la stratégie de gestion du stockage la plus simple, autrement dit, « Basique », pour un système de BESS avec la génération PV. Elle assure que le BESS soit chargé quand il y a un surplus de générations PV et déchargé quand il y a un déficit d'énergie. Cela optimise l'ACI, mais il peut y avoir d'autres aspects de son augmentation. Si le stockage doit être utilisé pour le rasage de pointe d'injection PV, c'est-à-dire réduire le surplus de pointes de puissance PV injecté dans le réseau, cette alternative n'est pas optimale lorsque la génération quotidienne PV est supérieure à la capacité de stockage. Une gestion de stockage optimisée pour le rasage de pointe (décrit dans 2.3.4) pourrait être utilisée [104].

Le climat local pourrait avoir un impact significatif sur le taux d'autoconsommation, surtout si la maison résidentielle dispose d'un chauffage électrique, d'un refroidissement ou d'une ventilation. Dans les régions les plus chaudes où la demande de refroidissement est en corrélation avec le modèle d'irradiation quotidien, l'autoconsommation peut être augmentée si la climatisation est utilisée.

La description complète des options pour ACI améliorée est présentée dans l'Annexe J.

2.4.2 Autoconsommation collective (ACC)

L'Autoconsommation Collective (ACC) est traitée par l'article 21 de la Directive sur les ER (REDII, Renewable Energy Directive) [105]. Le REDII définit les « Autoconsommateurs d'ER » de même que les « Autoconsommateurs d'ER agissant conjointement » comme suit : l'autoconsommateur des ER est « Un client final [...] qui produit de l'électricité renouvelable pour sa propre consommation, et qui peut stocker ou vendre de l'électricité renouvelable autoproduite, à condition que, pour un autoconsommateur des ER non domestiques, ces activités ne constituent pas sa principale activité commerciale ou professionnelle » [105].

Les Autoconsommateurs des ER agissant conjointement : « Un groupe d'au moins deux autoconsommateurs d'ER [...] ayant coopérés et situés dans le même immeuble ou immeuble d'habitation » [105].

Actuellement, certains États membres de l'UE autorisent déjà le ACC à l'échelle du bâtiment, d'autres l'étendent à l'échelle du quartier [106].

- **ACC à l'échelle du bâtiment** : dans ce cas, par exemple, les habitants d'un immeuble à plusieurs appartements ont produit de l'électricité renouvelable. Des installations connectées telles qu'un système de stockage peut également être partagé.

- **ACC sur une échelle de quartier** : ici, la zone est élargie à plus d'un bâtiment (y compris les bâtiments voisins via des lignes directes) et en conséquence plus d'acteurs sont impliqués.

Selon le REDII, les deux types d'autoconsommateurs des ER devraient être en mesure d'exploiter des systèmes de stockage d'électricité sans double charge sous-jacente, y compris les frais de réseau. L'installation de l'autoconsommateur peut être détenue ou gérée par un tiers selon les instructions du consommateur (pour exemple l'Agrégateur). Pour l'électricité injectée dans le réseau, les autoconsommateurs d'ER (agissant conjointement) se verront

accorder un accès non discriminatoire aux régimes de soutien existants et à tous les segments du marché de l'électricité.

Le Tableau 2 donne un aperçu de la définition, des acteurs, de l'objectif et des domaines d'activité potentiels des deux types de communautés énergétiques. Il s'agit du contenu final qui a été convenu au cours du processus législatif du paquet sur l'énergie propre. Ils servent donc de base à la transposition des nouvelles règles de l'UE dans la législation nationale. À noter que le terme « *Communauté locale d'énergie* » a été abandonné lors du processus législatif et a été remplacé par le terme « *Communauté d'énergie renouvelable* » [107].

Le paquet final sur l'énergie propre contient deux définitions de la communauté de l'énergie : la **Communauté de l'Énergie des Citoyens (CEC)** qui figurent dans l'article **L. 211-3-2** de l'article 16 de la directive (UE) **2019/944** [108] et la **Communauté d'ER (REC, Renewable Energy Community)** qui figurent dans la **LOI n° 2019-1147** relative à l'énergie et au climat [109].

Tableau 2 : Cadres communautaires de l'autoconsommation et de l'énergie dans certains États membres de l'UE et en Suisse (**RP** - Réseau privé, juin 2019).

Pays		Autoconsommation collective		Communautés énergétiques
AT	+	EIWOG 2017 [110]	+/-	Début du processus législatif (loi sur l'expansion des ER : NECP [111])
BE	+	Wallonie ; Législation-cadre : décrets en 2018, 2019 [112]		
DE	+	Modèle de puissance de locataire 2017 [113]	-	-
DK	-	RP uniquement	-	-
EE	-	RP uniquement, Loi sur le marché de l'électricité [114]	-	-
ES	+	Décret royal 244/19 [115]	-	ACC à plusieurs bâtiments
FL	-	RP uniquement	-	-
FR	+	Loi 2017-227, décret 2017-676 [116]	-	Début du processus législatif
GR	+	Loi N4513/2018 sur le « <i>net metering</i> » et les communautés énergétiques [117]		
LU	-	Projet de loi sur le marché de l'électricité 2018 [118]		
NL	-	RP uniquement	-	-
PT	-	Début du processus législatif	-	-
SI	+	Réglementation sur l'autoapprovisionnement 2019 [119]		
SE	-	RP uniquement	-	-
UK	-	RP uniquement	-	-
CH	+	Loi et décret sur l'énergie (LEne) 2016/2017 [120]		

2.4.3 Autoconsommation en France

Avant 2016, les producteurs des **ER** ont plutôt choisi de vendre la totalité d'énergie produite sur le marché, car il n'existait pas de cadre réglementaire spécifique à l'autoconsommation en France. Un intérêt croissant pour l'autoconsommation s'est manifesté en 2016 et 2017. De 36% à 50% des applications dans le réseau étant respectueusement des projets d'autoconsommation, concernant principalement des installations **PV** de toit avec des puissances de pointe inférieures à 3 kW.

L'autoconsommation en France est inscrite dans la **LOI n°2019-1147** [109] du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et dans le chapitre 5 du code de l'énergie [121].

L'article **L315-2** du code de l'énergie [96, p. 315-2] définit l'**ACC** : « *L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finaux liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels. Une opération d'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finaux liés entre eux au sein d'une personne morale dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.* ». Cet article aussi facilite les projets d'**ACC** portés par les organismes d'une **Habitation à Loyer Modéré (HLM)**, non décrit auparavant.

La définition des deux formes d'autoconsommation inclut que l'**ACI** n'implique pas le réseau public pour partager l'électricité produite, alors que l'**ACC** le fait. Cette distinction donne lieu aux différents tarifs de réseau pour ces alternatives. L'**ACC** est autorisée si l'électricité est produite et consommée par plusieurs consommateurs et producteurs liés entre eux par le biais d'une entité juridique : **Personnes Morale Organisatrice (PMO)**. Le périmètre géographique fait la référence à la proximité au sein du réseau **BT** et ne concerne plus seulement un poste de transformation (selon la loi **Plan d'Action pour la Croissance et la Transformation de l'Entreprise (PACTE)** adoptée en avril 2019) [122]. L'arrêté du 21 novembre 2019 [123] a établi une distance maximale de deux kilomètres entre deux sites participants à une opération d'**ACC**, et une puissance maximale de 3 MW. Pour les zones non interconnectées, la puissance est ramenée à 0,5 MW.

L'article **L315-6** [124, p. 315] du code de l'énergie décrit l'obligation du **DSO** de mettre en œuvre les dispositifs techniques et contractuels nécessaires, pour permettre la réalisation dans des conditions transparentes et non discriminatoires des opérations d'autoconsommation (comptage électrique). Aussi cet article précise qu'aucune **Communauté d'ER** ne peut détenir ou exploiter un **DG**. De cette façon, le **DSO** (en France principalement **Enedis**) est tenu d'équiper chaque participant de **DG** d'un compteur intelligent (**Linky**). L'**ACI** est limitée à une personne seule par point de livraison. Pour l'**ACC**, un contrat doit être établi entre le **DSO** et l'entité juridique qui identifie les différents participants et détermine le schéma de partage entre les consommateurs concernés. Le partage standard

consiste en une attribution proportionnelle d'électricité en fonction de la consommation de chaque consommateur dans un intervalle de 30 minutes. La mesure nette n'est autorisée pour aucun des deux régimes, ce qui évite le problème de la considération de plus grand volume d'énergie autoconsommée par rapport à la consommation instantanée.

Selon la **CRE**, l'objectif est de concevoir le **Tarif National d'Utilisation du Réseau de Distribution (TURPE)** de manière à prendre en compte les coûts de réseau public engendrés par les différents schémas d'autoconsommation [125]. La **CRE** est chargée d'élaborer des tarifs de réseau spécifiques pour l'autoconsommation. En août 2018, des tarifs spécifiques pour les « *autoproductions* » ont été mis en place. Aucun tarif sur l'énergie autoconsommée dans l'**ACI** ne s'applique contrairement au cas du **ACC**.

L'article **L315-4** [126, p. 315-4] du code de l'énergie oblige la personne morale organisatrice (mentionnée précédemment) de déclarer au **DSO** l'information de la répartition de la production autoconsommée entre les consommateurs finaux concernés. En cas de complément sur la demande d'électricité du consommateur final, le **DSO** prendra en compte la répartition mentionnée.

L'article **L315-5** [127, p. 315-5] du code de l'énergie oblige le **SE** de l'**ER** qui n'a pas été vendue à un tiers, d'être cédés à titre gratuit au **DSO** et d'être affectés aux pertes techniques du réseau.

L'article **L315-7** [128, p. 315-7] du code de l'énergie recommande de déclarer au **DSO** les installations de production dédiées à l'autoconsommation (individuelle et collective), préalablement à leur mise en service.

En France, le processus est encore en pleines négociations. Le nouveau dispositif d'**Enedis** concernant la « *Communauté d'énergie renouvelable* » et le **LFM** est prévu pour début 2021.

Les **ACC** peuvent choisir entre le **TURPE** standard et le **ACC TURPE** (proposé par **Enedis** en 2018). Ce dernier est plus intéressant que le **TURPE** standard seulement en cas de forte part d'autoproduction. De plus, la **CRE** en 2018 a défini pour l'**ACI** et l'**ACC**, une composante tarifaire imputée qui concerne la gestion spécifique du dispositif d'autoconsommation. La loi **Plan d'Action pour la Croissance et la Transformation de l'Entreprise (PACTE)** a élargi les possibilités de l'autoconsommation collective. Cette loi a modifié la définition de l'**ACC** afin de permettre l'intégration des installations à une plus grande échelle (contre 100 kW fixés dans le code de l'énergie précédemment). Cette suppression de la division des installations de production permettra à un assortiment plus large des régimes **ACC** et de bénéficier du **TURPE** spécifique.

Selon la **LOI n°2019-1147** du 8 novembre 2019, la **CRE** établit les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation (individuelle et collective). Ainsi, ces consommateurs ne sont plus soumis à des frais d'accès aux réseaux qui ne reflètent pas les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux.

La **CRE** a donc mis en place un nouveau tarif, **TURPE Autoconsommation (TURPE ACC)**, qui distingue les flux transitant par le réseau **BT** ainsi que les flux transitant aussi par la **HTA**

auxquels des tarifs différents sont appliqués (consommateurs classiques paient les coûts engendrés par un flux moyen) [125]. Conformément à l'article 126 de la **loi n° 2019-486** du 22 mai 2019 [129], ces dispositions s'appliquent à titre expérimental pour une durée de cinq ans à compter de la publication de ladite loi.

2.4.3.1 Tarification et les principes de calcul

Les tarifs réglementés de l'électricité couvrent les coûts d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les coûts de fourniture (coûts de production, d'approvisionnement, et de gestion commerciale) avec des taxes et des contributions.

Selon la **CRE**, la composition des tarifs réglementés de vente d'électricité (sur la base du **Tarifs Réglementés de Vente (TRV)** résidentiel moyen au 1er juin 2019) est présentée sur la Figure 102. Le « *coût d'acheminement réseau* » de cette figure est représenté par le **TURPE** et est égal à 28%. Le **TURPE** est calculé à partir de 9 différentes composantes, mais pour les consommations ≤ 36 kVA et l'**ACC**, le **TURPE** est calculé seulement sur les trois. Ce sont la composante annuelle de gestion (dépend du type de contrat), composante annuelle de comptage (dépend de la tension, de la puissance, et de la propriété du compteur) et la composante annuelle des soutirages (dépend de l'énergie utilisée, des plages horaires et des options tarifaires).

Le **TURPE ACC** (**TURPE** optionnel) s'applique donc pour les opérations d'autoconsommation collective et est décrit en [130]. Selon **CRE**, le nouveau **TURPE ACC** convient au 85% des **ACC**. Les inconvénients de **TURPE ACC** sont que le **CRE** aussi considère que tout l'électricité en autoconsommation passe par le **DG** et en assume alors les coûts. Aussi la **ACC** entre voisins est considérée comme de la vente d'électricité. Cela amène les taxes et contributions relatives à la vente au producteur et au consommateur d'énergie. Les imperfections de **TURPE ACC** devront être éliminées dans la nouvelle version de **TURPE 6** prévu pour 2022.

La facture d'un consommateur d'électricité se décompose classiquement en une partie d'abonnement (€/kVA puissance souscrite) et une partie variable (€/kWh). Chacune de ces deux parties intègre des composantes correspondant (à peu près pour 1/3 chacune) à la fourniture et à la commercialisation de l'énergie, aux taxes (locales et **Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)**) et au coût d'acheminement sur le réseau électrique (**TURPE**), celui-ci pouvant intégrer une décomposition selon des plages horo-saisonniers.

Dans un dispositif d'**ACC**, chaque consommateur a deux contrats : Un contrat avec le producteur local et un contrat avec un fournisseur externe pour l'appoint (**DG**). Chacun de ces deux contrats peut revêtir la même forme qu'un contrat « *classique* » décrit ci-dessus, à savoir comprendre une partie fixe et une partie variable. Le producteur local doit donc déterminer le meilleur montant pour chacune de ces composantes afin d'équilibrer son opération. La tarification de **TURPE** et **TURPE ACC** est présentée dans l'Annexe K.

Les politiques énergétiques, les réglementations et les conditions du marché de l'autoconsommation dans chaque État membre de l'**UE** sont diverses. La mise en place de politiques spécifiques favorisant l'autoconsommation, devrait prendre en compte ces différentes structures de marché aussi bien que l'état de développement du secteur des **ER**.

Cela inclut notamment la probabilité que différentes technologies atteignent la parité du réseau.

Pour favoriser l'autoconsommation, le cadre juridique national de chaque État membre devrait être revu. Les obstacles potentiels doivent être analysés attentivement et supprimés, s'il n'y a aucune justification raisonnable à ne pas le faire. Dans la législation actuelle, il existe différentes options pour soutenir l'adoption de l'autoconsommation sur le marché, telles que des régimes de soutien direct à l'autoconsommation, des mesures pour faciliter la maîtrise de la demande en énergie et un soutien aux investissements dans le stockage.

Étant donné que les **ER** et en particulier le **PV** sont en bonne voie d'atteindre la parité du réseau au cours des prochaines années dans toute l'Europe, des régimes de soutien direct tels qu'une prime à l'autoconsommation pourrait ne pas être nécessaires dans la plupart des États membres pour favoriser l'autoconsommation. Un autre inconvénient des primes à l'autoconsommation est l'interférence potentielle avec les efforts d'efficacité énergétique : si la consommation d'énergie simple est rémunérée par une prime, ce qui favorisera plutôt une augmentation de la consommation.

Soutenir l'utilisation des solutions de stockage d'énergie et de la **DSM** pourrait être une bonne mesure pour promouvoir à la fois le développement de technologies connectées et l'autoconsommation. En outre, le stockage d'énergie peut contribuer à équilibrer le **DG** par les **SS**, si les incitations sont bien définies. La mise en œuvre de solutions de gestion telles que des algorithmes de facturation dédiés semble être très importante pour permettre la pleine autonomie liée au réseau. À l'instar de l'introduction de tarifs de rachat pour promouvoir les **ER**, le soutien aux solutions technologiques peut conduire à la maturité du marché du stockage et d'autres technologies de maîtrise de la demande en énergie.

La France a besoin de catalyseurs tels que les technologies de réseau intelligent et les tarifs dynamiques de l'électricité pour bénéficier des potentiels d'équilibrage de l'autoconsommation. Un sujet délicat dans ce contexte est la répartition des coûts, qu'il s'agisse des coûts du réseau électrique ou des coûts de production supplémentaires des **ER**. L'autoconsommation tend à réaffecter les coûts des **Prosommateurs** qui peuvent offrir les investissements nécessaires aux consommateurs qui ne reçoivent leur électricité que du réseau commun. Ces derniers se voient facturer une part plus élevée des coûts, des prélèvements et des taxes du réseau, ceux-ci étant en grande partie payés sous la forme d'un complément aux frais de la consommation du réseau. D'autres structures tarifaires sont ainsi à l'étude, telles que les frais du réseau variant dans le temps ou les frais répartis en volume et en charge maximale. Actuellement, le nouveau tarif du « *coût d'acheminement du réseau* » dédié à l'autoconsommation collective est le **TURPE Autoconsommation (TURPE ACC)**. Il fut expérimental et en vigueur dès 2018. La révision de la nouvelle version du **TURPE** (version 6) est prévue en 2022. Elle permettra d'améliorer les imperfections actuelles.

2.5 Microréseau communautaire intelligent (MRCI)

2.5.1 Microréseau

Un microréseau est un groupe de consommation et de **DER** interconnectées dans des limites électriques clairement définies (maison, bâtiment, quartier, ville, communauté, etc.) qui agit comme une seule entité contrôlable par rapport au **DG**. L'arrêté du 5 août 2019 s'inscrit dans le cadre de la recommandation faite par la **CRE** sur le développement des réseaux électriques intelligents. Un **Microréseau Communautaire Intelligent (MRCI, Smart Community Microgrid)** est un réseau local coordonné desservi par une ou plusieurs sous-stations de distribution et soutenu par une forte pénétration des **ER** locales et d'autres **DER**, tels que le stockage d'énergie et la **RàD** [131]. Les **MRCI** représentent une nouvelle approche pour la conception et l'exploitation du réseau électrique. Ils s'appuient fortement sur les **DER** pour obtenir un système énergétique plus durable, sûr et rentable tout en fournissant une alimentation de secours indéfinie et renouvelable pour la consommation prioritaire.

Suivant les normes de l'architecture du **Consortium pour les Solutions Technologiques de Fiabilité Électrique (CERTS)** [132] une architecture de microréseau généralisé est illustrée sur la Figure 21.

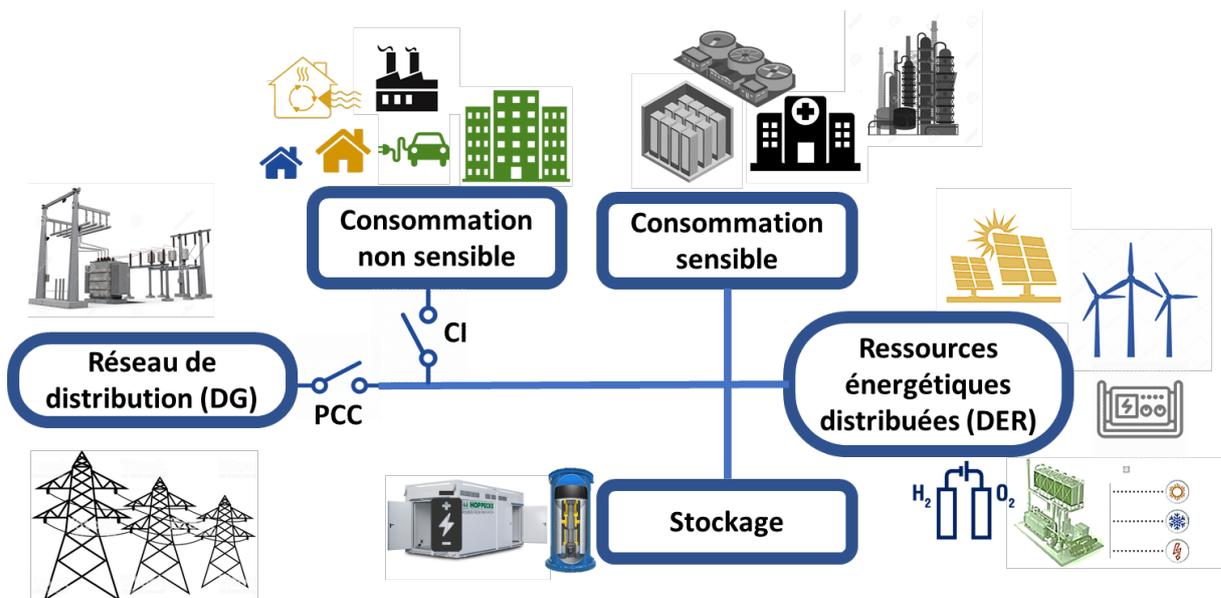


Figure 21 : Architecture de microréseau généralisé.

Un microréseau est une interconnexion de [133]:

1. Ressources énergétiques distribuées (**DER**), telles que les microturbines, les éoliennes, les **PàC**, le **PV**, etc.
2. Dispositifs de stockage pour l'intégration énergétique, tels que batteries, volant d'inertie, **PàC** et capacités de puissance sur les **DG** de **BT**.
3. Un groupe de consommation, qui pourrait faire partie d'un système de distribution. Il existe des départs à consommation sensible et à consommation non sensible.

4. **Système de Gestion de l'Énergie (EMS)**, qui est responsable de la gestion du fonctionnement du système grâce à la répartition de l'alimentation et au réglage de la tension de chaque contrôleur de **DER** contrôlables et de stockage.

Les caractéristiques principales du microréseau :

- En cas de perturbation du **DG**, un microréseau se déconnecte et fonctionnera de manière autonome. Par conséquent, il doit avoir la capacité suffisante de la production **DER** locale ou du stockage d'énergie pour répondre aux demandes de la consommation, et surtout des consommations sensibles. En cas du système multi départs, chaque départ de la consommation sensible dans la conception du microréseau doit avoir la capacité suffisante de génération locale et de stockage pour alimenter sa propre consommation. D'autre part, le départ de la consommation non sensible va dépendre de l'alimentation du **DG** et de l'excès d'électricité disponible dans le microréseau. Dans le cas du fonctionnement hors réseau, l'**EMS** doit prendre le contrôle de la fréquence et de la tension, de même que le contrôle des flux électriques à l'intérieur du microréseau.

- Après la fin de la perturbation, le microréseau se reconnecte au **DG** et fonctionnera normalement comme un système connecté au réseau. Dans ce système connecté au réseau, la production locale excessive d'électricité alimentera la consommation non sensible ou chargera les dispositifs de stockage d'énergie pour une utilisation ultérieure (arbitrage énergétique), le cas échéant. L'énergie excédentaire générée par le microréseau peut également être vendue au **DG**. Dans ce cas, le microréseau participera à l'opération du marché de l'électricité ou fournira des **SS**.

- Les processus de déconnexion ou de reconnexion doivent être produits par le **Point de Couplage Commun (PCC)**, un seul point de connexion au **DG**. À ce stade, le microréseau doit répondre aux exigences d'interface établies, telles que définies dans la série **IEEE Standard 1547** [134]. En outre, les processus de déconnexion ou de reconnexion réussis dépendent des contrôles du microréseau [135]. Le processus de commutation doit aussi respecter des normes installées dans le **DG**, et permettre de connecter de manière synchrone, sans génération des perturbations et des harmoniques dans le réseau d'accueil.

En mode connecté au réseau, le microréseau est censé suivre les règles du **DG**, car c'est important pour le fonctionnement stable du système électrique en totalité [79]. Dans ce mode, le microréseau peut soutirer de l'énergie ou peut fournir son énergie au **DG**, fonctionnant ainsi de manière similaire à une charge ou une source contrôlable. En fournissant ou en tirant de l'énergie, le microréseau doit pouvoir contrôler les débits de puissance active et réactive et garder un œil sur le stockage d'énergie. Un autre problème est la réponse lente des signaux de commande chaque fois qu'il y a un changement de puissance de sortie. De plus, en raison du manque de machines synchrones connectées au réseau **BT**, une inertie virtuelle doit être incorporée dans les boucles de commande des interfaces électroniques de puissance [136].

- Le mode hors réseau est une condition de fonctionnement dans laquelle le microréseau s'isole du **DG** principal en cas de panne ou mauvaise qualité d'alimentation. Cependant, la transition du mode connecté au réseau au mode hors réseau doit être stable [137]. Si le microréseau consomme ou alimente le réseau principal avant la déconnexion, un

déséquilibre de puissance se produit. Ceci doit être compensé par les unités de stockage d'énergie, car les **DER** ont une faible inertie et une réponse dynamique lente [138].

2.5.2 Composants du microréseau

Dans une architecture de microréseau de base qui est présentée sur la Figure 22, le système électrique est supposé être radial avec plusieurs départs et une collection de consommation. Le système radial est connecté au **DG** via un dispositif de séparation comme **PCC**, généralement un interrupteur statique. Complémentairement, chaque départ possède un **Commutateur d'Interconnexion (CI)** et un contrôleur de flux de puissance. Généralement, le microréseau comprend un réseau **BT**, de la consommation (dont certaine ininterrompible, « sensibles »), des **DER** contrôlable et non contrôlable, des dispositifs de stockage et un système de gestion et de contrôle d'**EMS** de type hiérarchique soutenu par une infrastructure de communication utilisée pour surveiller et contrôler les **DER** et la consommation.

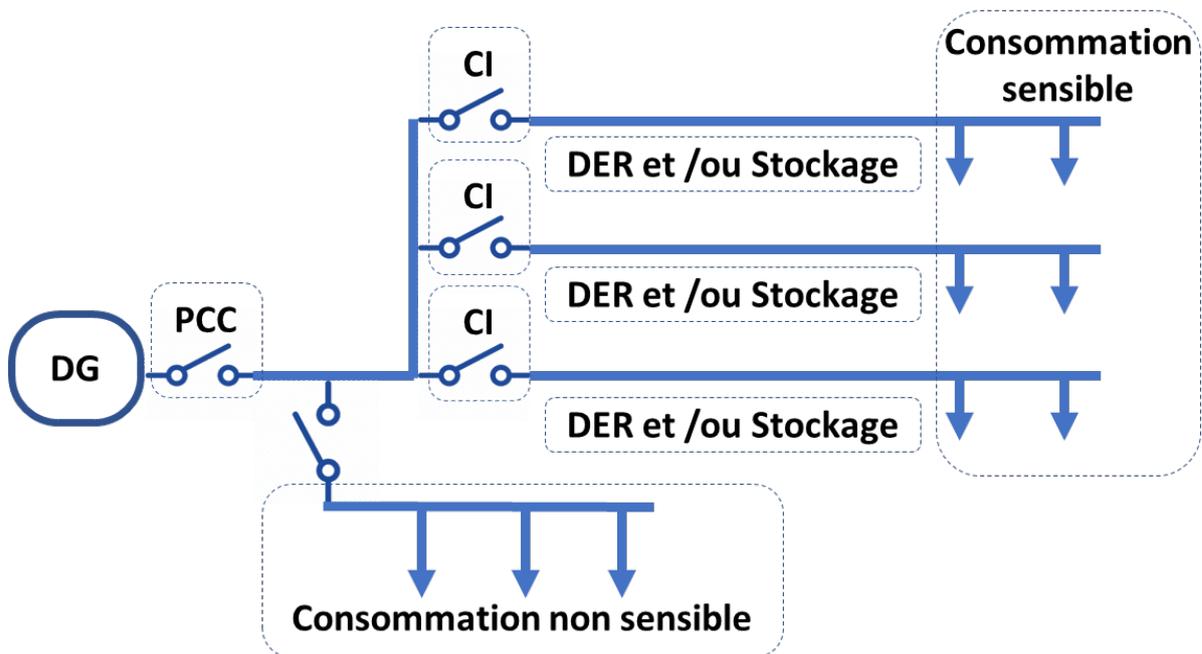


Figure 22 : Architecture radiale du microréseau de base.

À un deuxième niveau de contrôle, les contrôleurs de consommateurs et les contrôleurs des **DER** échangent des informations avec l'**EMS**. L'**EMS** gère le fonctionnement du microréseau en fournissant des consignes aux contrôleurs des unités de stockage ainsi qu'aux contrôleurs des **DER** contrôlables. Les composants du microréseau sont :

- Les ressources énergétiques distribuées (**DER**) (microturbines, les éoliennes, les panneaux **PV** et les **PàC**).
- Équipement de stockage (batteries, volant d'inertie, etc.).
- Consommation (sensible et non sensible).
- Système de gestion de l'énergie (**EMS**)

La description achevée de ces composants se trouve dans l'Annexe M.

2.5.3 Avantages du microréseau

L'utilisation des **DER** garantit une alimentation électrique fiable et la gestion de l'énergie avec et hors réseau. De même, le microréseau peut fournir une grande variété d'avantages multiobjectifs : avantages opérationnels / techniques, économiques et écologiques.

2.5.3.1 Avantages opérationnels / techniques d'un microréseau

Un microréseau peut probablement améliorer les performances techniques du **DG** principalement dans les aspects suivants :

- **Qualité de l'énergie** : le microréseau peut se déconnecter du réseau principal en cas de problèmes de qualité de l'alimentation et peut assurer une alimentation électrique normale.
- **Pertes de transport et de distribution** : le microréseau peut réduire considérablement les pertes de puissance en satisfaisant ses besoins internes en électricité en utilisant sa propre production d'électricité à proximité des consommateurs sans avoir besoin d'importer de l'électricité du réseau principal et le transporter avec des pertes à longue distance.
- **Fiabilité** : la capacité du réseau à répondre aux besoins en énergie, même en cas de perturbations soudaines.

Ils sont présents dans l'Annexe O.

2.5.3.2 Avantages écologiques d'un microréseau

Selon le rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie publié en 2019, l'utilisation de l'énergie (résultant de la production, des processus, de la transmission, du stockage et de l'utilisation des carburants) constitue le plus grand contributeur au ratio d'émissions de gaz toxiques du monde (**GES**) [41]. Le microréseau peut contribuer positivement à la réduction des émissions de **GES** grâce à l'intégration et à la dépendance croissante des sources d'**ER**. De plus, même si le microréseau est constitué de sources d'énergie non renouvelables, les mauvais effets écologiques seront limités à la suite de la gestion intelligente des flux, du stockage et de l'**EMS** [139]. Le microréseau peut réduire significativement l'utilisation des sources conventionnelles d'énergie haut carbonisées.

2.5.3.3 Avantages économiques d'un microréseau

Un microréseau agit comme un **LFM** qui est capable d'établir un échange de puissance local entre les sources d'énergie, les systèmes de stockage d'énergie et les consommateurs constituant le microréseau [140]. Cela peut assurer une réduction des coûts énergétiques pour les consommateurs désireux d'acheter de l'électricité à partir des sources d'alimentation du microréseau à des prix de détail inférieurs (au lieu d'acheter à de vendre de l'électricité au réseau principal à des prix supérieurs aux prix de gros).

2.5.4 Défis liés aux microréseaux

Les microréseaux deviennent un ingrédient majeur dans la mise en œuvre des réseaux électriques modernes. Cependant, comme c'est le cas avec la plupart des nouvelles technologies, il y a plusieurs défis importants à surmonter pour obtenir les avantages escomptés. Les principaux défis auxquels le microréseau est confronté sont les suivants.

- **Autonomie (Degré d'Autosuffisance (DAs) et Taux d'Autoconsommation d'Électricité (TAé)).**
- **Intégration des sources d'ER.**
- **Compatibilité** (avec les réseaux existants).
- **Évolutivité.**
- **Sécurité.**

Ils sont décrits dans l'Annexe N.

2.5.5 MRCI par rapport aux microréseaux traditionnels

Les microréseaux communautaires, comme leur nom l'indique, desservent des communautés entières. Ils offrent de nombreux avantages à ces communautés et au réseau électrique, et ils diffèrent à bien des égards des microréseaux traditionnels. Le Tableau 3 décrit les différences principales entre le **MRCI** et le microréseau conventionnel.

Tableau 3 : Les différences entre le **MRCI** et le microréseau conventionnel.

Fonctionnalité	Microréseau communautaire (MRCI)	Microréseau conventionnel
Échelle	Couvre la totalité d'une zone de réseau de sous-stations, bénéficiant à des milliers de clients.	Couvre un seul emplacement client ou un petit nombre d'emplacements voisins.
Emplacement DER	Habituellement installé devant le compteur (sur le côté du réseau électrique).	Habituellement installé derrière le compteur (dans la propriété du propriétaire)
Coût	Réduit les coûts en identifiant les emplacements optimaux des DER , en les déployant plus largement et en offrant une évolutivité.	Maximise les avantages pour un seul client contrairement au DG . La réplique coûte très cher.
Résilience, sécurité	Fournit une puissance de secours indéfinie pour prioriser les charges qui sont essentielles à toute la communauté.	Fournit une puissance de secours limitée à un seul emplacement ou client.
Évolutivité	Permet une réplification et une mise à l'échelle faciles sur n'importe quelle zone de réseau de distribution.	Nécessite un travail fastidieux à mettre en œuvre à chaque endroit individuel.

Principales fonctionnalités du **MRCI** :

- Exploite les fortes pénétrations des **ER** locales et d'autres ressources **DER** pour atteindre le niveau souhaité de fiabilité du réseau, de qualité de l'énergie et de résilience.
- Inclut la possibilité d'isoler les charges critiques à l'aide de la surveillance, des communications et du contrôle, qui peuvent également fournir des **SS** de flexibilité au **DG**.
- Utilise une conception de charge efficace, y compris l'équilibrage local et l'aplatissement de la charge, pour réduire les pics coûteux et les coûts de transmission.
- Établit une solution évolutive couvrant une ou plusieurs sous-stations.

Récemment, les organismes de réglementation européens ont inclus la définition de la **Communauté Locale de l'Énergie (LEC, Local Energy Community)** à l'article 16 de la proposition de directive concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et elles sont considérées comme un moyen efficace pour gérer l'énergie au niveau communautaire [141].

Le **MRCI** est microréseau basé sur la communauté locale de l'énergie avec le système de gestion intelligent. Dans ce cadre, l'**Agrégateur** (souvent représenté par l'**EMS**) agit comme un opérateur du marché local et supervise les transactions de la flexibilité de la communauté locale de l'énergie. La participation au marché local est volontaire. Les acteurs potentiels de la flexibilité sont le gestionnaire du **DG**, la partie responsable de l'équilibre et les utilisateurs finaux eux-mêmes (**Prosommateurs**). La flexibilité peut être vendue aux unités de consommation, de génération, d'unités de stockage, aux **VE**, etc., autrement dit à tous ceux qui en ont besoin.

2.6 L'intérêt du comptage avancé dans la transition énergétique

Les moyens de comptage avancé sont indispensables dans le processus de la transition énergétique. Le compteur intelligent est un appareil électronique qui enregistre des informations physiques de système électrique dans le point d'accordement (consommation d'énergie électrique, niveaux de tension, courant, facteur de puissance...) qui l'enregistre presque en temps réel et les signale régulièrement (à de courts intervalles tout au long de la journée) au consommateur, pour une plus grande clarté du comportement de consommation, et aux fournisseurs d'électricité, pour la surveillance du système et la facturation du client [142].

En France, c'est le **Linky**, le compteur communicant et intelligent, qui est largement intronisé en **BT** sur tout le territoire français dès 2015. Il envoie quotidiennement des données liées à la consommation au fournisseur d'électricité et au gestionnaire du réseau en utilisant la technologie **Courants Porteurs en Ligne (CPL)**.

2.6.1 Linky : Fonctionnalités pour le réseau de la distribution

Selon **Enedis**, le compteur communicant **Linky** est une des briques d'un ensemble de technologies du réseau intelligent qui permettront d'améliorer le développement, l'exploitation et la conduite des réseaux électriques [143]. L'un des principaux intérêts recherchés est de maîtriser les investissements nécessaires à l'intégration des **ER** au **DG**, car les installations d'**ER** (sauf grandes centrales hydrauliques) sont y raccordées à 95%. Ce réseau n'a pas été conçu comme un réseau de collecte de production décentralisée. Le raccordement des installations d'**ER** électriques nécessite donc de repenser fondamentalement la conception, l'exploitation et la conduite des **DG**, un chantier primordial pour permettre la transition énergétique. Les apports envisagés de **Linky** à ce chantier à ce stade sont :

- **L'apport de connaissances nouvelles sur le fonctionnement actuel et les contraintes réelles des réseaux BT.**
- **L'amélioration des études de raccordement pour les producteurs d'ER en BT** (gisement d'économies sur les coûts de raccordement).
- **L'amélioration de l'exploitation et la conduite des réseaux BT** grâce à l'utilisation de certains compteurs **Linky** comme capteurs de tension, permettant ainsi de reconstituer le plan de tension, et, par voie de conséquence, de mettre en place des solutions techniques limitant les surtensions, augmentant par la capacité d'accueil des réseaux de distribution pour les **ER**.
- **Identification des connexions « illégales ».**

- **Réduction de 2/3 des « opérations simples »** (changement de la puissance du contrat et respect de sa mise en œuvre, résiliation, bientôt, la possibilité de changer de la puissance du contrat à un pas plus précis (1 kVA au lieu de 3 kVA actuellement)).
- **Limitation des investissements sur l'adaptation du réseau** (700 000 anciens compteurs défectueux remplacés chaque année en France [144]).
 - **Suppression des relevés à pied** (compteurs communicants).

La difficulté supplémentaire des installations d'ER est que leur production est variable puisque dépendante des conditions météorologiques. L'intégration d'un taux important d'ER dans le mix énergétique à horizon 2030-2050 implique de repenser les moyens d'équilibre offre-demande et nécessite l'amélioration du suivi en temps réel des productions et consommations sur le DG [145]. La Figure 23 présente 4 grands phénomènes caractérisant la transition énergétique pour le DG en France.



Figure 23 : Vu du DG : 4 grands phénomènes caractérisant la transition énergétique en France (source [144]).

C'est l'intégration massive au DG des éoliens, des sources PV, des VE et du DSM.

2.6.2 Linky : Fonctionnalités pour les clients

L'ensemble des données extraites des compteurs Linky appartient aux clients conformément aux dispositions de la **Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés (CNIL)**. Il faut signer un « *consentement éclairé* » pour mettre à disposition ses données personnelles, ce qui protège le consommateur. Les fonctionnalités principales de Linky pour les clients sont [144] :

- **Relevé régulier de l'index de la consommation** (toutes les 24 heures contre 2 fois par an précédemment).
- **Facturation automatique sur la consommation réelle** (pas sur une estimation).
- **Un suivi de ses consommations accessible gratuitement sur internet**. Il permet d'avoir accès à sa consommation d'électricité journalière, mensuelle, annuelle et permettra de se comparer à des périodes passées et/ou à des « *foyers similaires* ».
- **Une courbe de charge plus détaillée** (puissance toutes les 30 ou 60 minutes possible).

- **Un relais tarifaire filaire** : Permet de déclencher la mise en route d'un appareil en fonction d'une plage horaire correspondant à un tarif spécifique (par exemple, la mise en route du chauffe-eau électrique uniquement lors des heures creuses) ou par un autre signal.
- **7 relais tarifaires virtuels** : Ces relais ne sont utilisables qu'avec un matériel additionnel non fourni par **Enedis**. Ils permettent le déclenchement d'appareils sur d'autres plages horaires (véhicules électriques, systèmes de stockage d'électricité...). Les conditions d'utilisation de ces relais ne sont pas encore définies puisqu'ils ne correspondent actuellement à aucune offre commerciale.
- **1 sortie « Télé Information Client »**. Cette sortie filaire déjà présente sur les compteurs électroniques actuels permet au client de récupérer les informations présentes sur le compteur (puissance souscrite, consommation en temps réel, puissance maximum atteinte...) à l'aide d'un matériel compatible.
- **1 bus Émetteur Radio Linky (ERL)**. L'ERL est une passerelle de communication sans fil permettant de connecter des équipements externes au **Linky** via deux protocoles de communication possibles (ZigBee et KNX). Les utilisations possibles sont les suivantes : démarrer un équipement sur une plage horaire, afficher des informations, piloter le déclenchement d'appareils raccordés à un des 7 relais tarifaires, connecter un smartphone pour suivre ses consommations... L'ensemble des possibilités avec le bus **ERL** n'est actuellement pas complètement défini.

Les relais filaires et virtuels peuvent être gérés selon une plage horaire d'un tarif prédéfini, par le signal centralisé du courants porteurs en ligne, par la gestion locale à travers la sortie « **Télé Information Client** » ou la passerelle **ERL**. Cela ouvre les possibilités considérables d'intelligence notamment dans le **DSM** parmi le comptage avancé. Ces certaines applications possibles supplémentaires seront présentées dans la section suivante. Ainsi contrairement aux compteurs électroniques, le compteur **Linky** favorise l'autoconsommation (individuelle et collective). Il est capable de mesurer les flux d'électricité dans les deux sens (injection et soutirage).

Le déploiement du comptage avancé est une étape incontournable pour le développement des **ICT** et comme la suite des technologies appropriées (**SS** de flexibilité, contrat intelligent (*Smart contact*), « *Block Chain* », **LEM** et **LFM** intrajournalières et en temps réel...).

2.6.3 Avantages supplémentaires du comptage avancé

Les équipements de comptage avancé (capteur **Linky**) parmi les avantages principaux cités précédemment ouvrent de nouvelles possibilités à plusieurs technologies supplémentaires. Ce sont la possibilité d'applications des systèmes locaux du **EMS** ménagères (système « *Maison Intelligent* » ...), d'audit de l'efficacité énergétique de ménage ainsi que de son équipement, l'emploi des systèmes d'apprentissage et de prévision de la consommation et autres technologies, dont certaines sont présentées ci-dessous avec des exemples.

2.6.3.1 DSM de la consommation non sensible

Comme décrit précédemment, la présence des moyens de gestion dans **Linky** (les relais filaires et virtuels) permettent de gérer la consommation flexible ou non sensible. Cela peut

être effectué par l'EMS local ou par le signal centralisé du DSO [53]. Cela ouvre de larges opportunités pour son utilisation dans de nombreuses technologies, y compris le CT [146]. Un exemple d'application des compteurs Linky pour le SS : Réponse à la demande, décrit dans la section 4.4.2, est sur la Figure 24.



Figure 24 : Exemple d'application du SS : Réponse à la demande assuré par les compteurs Linky.

Dans ce cas, le Linky peut gérer la consommation non sensible (équipement du chauffage, de la climatisation, chauffe-eau...) par ses relais filaires et virtuels. À son tour, l'Agrégateur ou DSO peuvent gérer cette consommation ménagère par les signaux centralisés aux capteurs Linky. Cela permettra de délester temporairement la consommation non sensible et d'assurer la flexibilité au DG. L'application pratique précise dépend des conditions du système considéré.

2.6.3.2 La détermination des profils de charge et les consommations électriques des appareils ménagers

Grâce au développement des capacités calculatrices et les réseaux des neurones (section 0), il y a une possibilité de déterminer des profils de charge et des consommations électriques des appareils ménagers sur le profil de la consommation totale. Plusieurs recherches comme [147], [148] travaillent sur l'identification en ligne des appareils à partir des données de consommation électrique en temps réels collectées par les compteurs intelligents. La Figure 25 présente un exemple de ce processus d'identification.

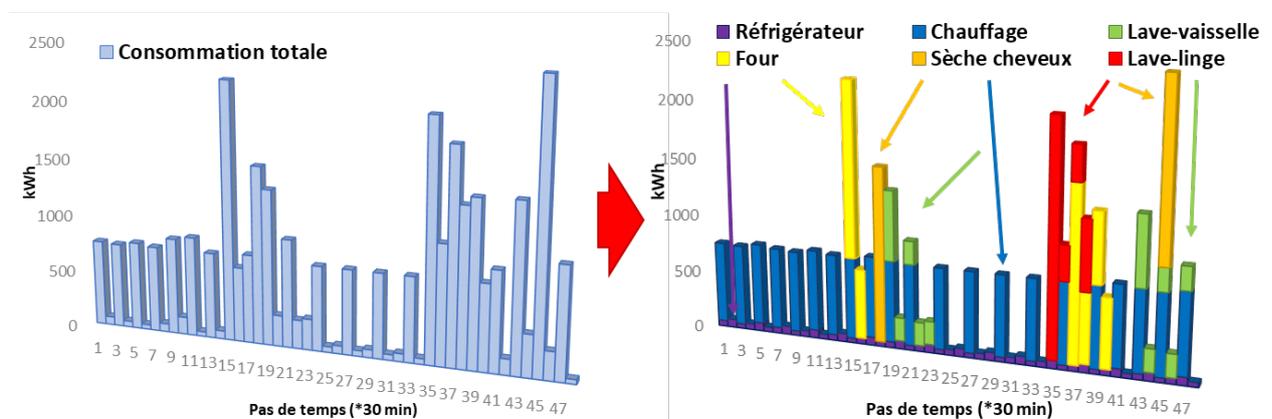


Figure 25 : Un exemple de la détermination des profils de charge et des consommations électriques des appareils ménagers sur le profil de la consommation totale d'un ménage.

Le principe de la technologie est le suivant : d'abord, le réseau de neurones apprend la consommation individuelle de chaque équipement ménager, après, il peut définir en temps réels les profils de la consommation de ces équipements électriques sur un profil de la consommation totale d'un ménage mesuré par les moyens de comptage avancé.

Le fait que le nombre de gros consommateurs d'un ménage soit bien déterminé, cette technologie permet pour un compteur intelligent de remplacer un système de capteurs de consommation distribuée pour chaque équipement. Ainsi, cela permet avec le degré de précision similaire d'analyser ses consommations électriques en temps réel, de détecter et de signaler le comportement anormal et la défaillance, dégradation d'efficacité énergétique.

Conclusion du chapitre

Le but de ce chapitre est de présenter les transformations qui se passent dans les systèmes électriques actuels et à l'avenir proche en France et dans le monde. La pénétration profonde des énergies renouvelables dans les systèmes électriques (jusqu'à 40% de la génération totale vers 2030) parmi de grands impacts de décarbonisation, amène des défis importants à résoudre sur la question de la gestion énergétique. Pour compenser l'intermittence de la génération d'énergie renouvelable, les systèmes électriques modernes ont besoin d'une quantité d'intelligence et de flexibilité bien supérieure au passé. La notion de flexibilité devient très importante. Les ressources énergétiques distribuées (**DER**) et les microréseaux vont se regrouper dans les centrales électriques virtuelles (**VPP**), être gérés par les **Agrégateurs**, échanger la flexibilité dans les marchés locaux de la flexibilité (**LFM**). Les différents types de flexibilité peuvent être fournis au réseau de distribution (**DG**) par des services système (**SS**) divers (services auxiliaires). Les ménages, qui ont seulement consommé l'électricité, avec les nouveaux bâtiments efficaces et intelligents ainsi qu'avec des énergies renouvelables, deviennent **Prosommateurs** ou autoproducteurs. Grâce à ses systèmes de gestion actifs de consommation énergétique, les ménages peuvent aussi participer dans le marché local de la flexibilité à travers l'**Agrégateur** en proposant les services système de flexibilité.

La maîtrise de la demande en énergie (**DSM**) permet d'agrandir l'autoconsommation des énergies renouvelables localement sans besoin de transport. Le reste de la génération d'énergie renouvelable non consommée va être stocké dans les systèmes de stockage pour une utilisation ultérieure. Les ressources énergétiques distribuées, les **Prosommateurs**, les autoproducteurs individuels et collectifs et la consommation intelligente et flexible (maîtrise de la demande en énergie), vont se regrouper dans des microréseaux, ou dans les microréseaux communautaires intelligents (**MRCI**) au niveau communautaire. Cela permet de partager et de gérer l'énergie de manière plus optimale, de contrôler et de renforcer le réseau de distribution localement. En raison de la décentralisation, les microréseaux communautaires intelligents peuvent supporter le réseau de distribution localement, retarder le temps d'investissement de sa rénovation. Grâce à des systèmes de gestion intelligents, le système de gestion de l'énergie (**EMS**) du microréseau communautaire intelligent peut respecter toutes les contraintes et les limites unitaires et systémiques des participants. Ensuite, il peut prendre en compte plusieurs paramètres comme le prix de l'électricité du marché, les demandes locales de flexibilité et les possibilités et les avantages pertinents.

Notamment, c'est l'intelligence de la gestion énergétique et des technologies appropriées, qui vont permettre d'agrandir significativement l'utilisation des ressources énergétiques distribuées, du stockage, de la consommation flexible, etc., comme une suite de décarbonisation du secteur énergétique. Le progrès des nouvelles technologies ainsi que les capacités informatiques accrues aideront à ce but. Grâce à la démarche de la transition énergétique dans le secteur des systèmes électriques, de l'efficacité énergétique, de la consommation intelligente, des moyens de comptage avancé et de la génération d'énergie renouvelable, il est possible d'atteindre de hauts objectifs posés par l'État français dans les années à venir.

Chapitre 3. Stratégie d'optimisation des flux énergétiques dans les microréseaux communautaires

Le but de ce chapitre est d'introduire les technologies principales et nécessaires pour avoir une gestion prédictive du microréseau sûre et efficace prenant en compte la notion de la flexibilité dans les réseaux électriques, qui est très importante, voire cruciale aujourd'hui.

Ce chapitre présente les systèmes de prévision de données, son intérêt, l'application et les technologies possibles. Le système d'apprentissage en profondeur du réseau de neurones récurrent à longue mémoire à court terme (**LSTM**) sera présenté et décrit précisément. Puis, le chapitre présentera les principes d'échange de la flexibilité dans les microréseaux.

Ensuite, ce chapitre introduira les questions d'optimisation et de gestion des flux énergétiques dans les systèmes électriques. Il présentera le modèle du flux de puissance optimal (**OPF**) comme une solution très puissante, sa description générale, la formulation mathématique pour le réseau de courant alternatif (**AC**), continu (**DC**), ainsi que la formulation étendue. Puis, le chapitre décrira la formulation mathématique originale, développée au cours de cette thèse, pour la gestion du microréseau communautaire intelligent (**MRCI**) en considérant la notion de la flexibilité. La formulation mathématique ainsi que ses contraintes et limites seront décrites. La notion du prix marginal moyen localisé (**LAMP**) sera présentée comme le cadre de référence optimal de la minimisation et d'optimisation de la programmation non linéaire à nombres entiers mixtes (**MINLP**) du microréseau communautaire intelligent. Ce chapitre introduira aussi l'intérêt de la prise en compte de l'incertitude de prévision, des méthodes possibles et il présente une description complète de la méthode de la simulation Monte-Carlo.

La dernière section du chapitre présentera le système original de la gestion optimale du microréseau communautaire intelligent, développé en cours de cette thèse. Cette stratégie se base sur la prévision des données par le réseau de neurones récurrent à longue mémoire à court terme, la prise en compte de la notion du marché local de la flexibilité, la flexibilité et les services système (**SS**), le système d'optimisation par la minimisation d'optimisation de la programmation non linéaire à nombres entiers mixtes et l'évaluation de la stratégie obtenue par la simulation Monte-Carlo.

3.1 Introduction

Les systèmes électriques d'aujourd'hui qui sont décrits dans le chapitre précédent ont fait face aux défis opérationnels de planification, de gestion optimale, de respect des contraintes unitaires et systémiques en raison de la pénétration profonde des sources des ressources énergétiques distribuées (**DER**) nombreuses.

La communauté et son réseau électrique subissent des changements significatifs. Du côté de l'échange de l'information, avant la transformation, la communauté n'a pratiquement pas échangé de données avec l'opérateur de réseau de distribution (**DSO**) (sauf pour effectuer les relevés du compteur d'électricité manuellement quelques fois par an ou automatiquement une fois par jour). Actuellement, les consommateurs résidentiels deviennent **Prosommateurs** en installant leurs propres moyens de stockage, de la génération d'énergie renouvelable (**ER**) et du système actif de gestion de la consommation. En grandissant son taux d'autoconsommation, le surplus de puissance peut être injecté dans le réseau de distribution (**DG**) ou partagé avec les voisins.

Un **Prosommateur** devient un acteur sur le marché d'énergie qui parmi la consommation de l'électricité peut proposer pour le réseau de distribution (**DG**) des services système (**SS**) de flexibilité ainsi que le surplus de sa génération. L'exemple de la transformation d'une communauté conventionnelle dans un microréseau intelligent communautaire est présenté sur la Figure 26 (avant la transformation) et la Figure 27 (après la transformation) respectivement.

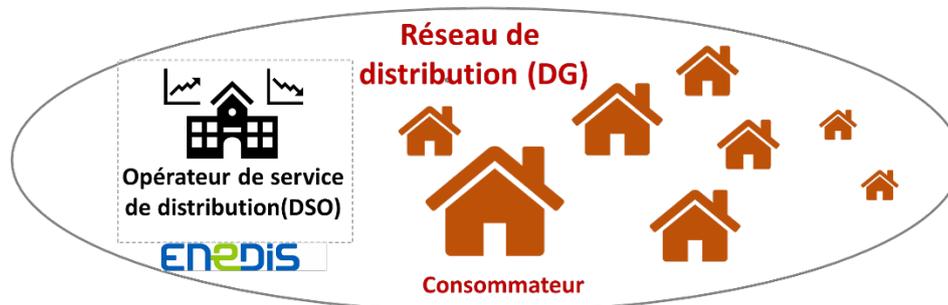


Figure 26 : La vue du réseau de la distribution électrique d'une commune en termes d'échange d'information.

Cependant, la capacité électrique d'un **Prosommateur** et la capacité de la flexibilité générée par lui sont assez petites en comparaison de la taille du réseau de distribution et du marché local de la flexibilité (**LFM**). C'est l'**Agrégateur** qui représente un nombre de **Prosommateurs** comme une unité dans l'opérateur de réseau de distribution et le marché local de la flexibilité. Pour être agrégés, les **Prosommateurs** doivent avoir un système de gestion capable d'appliquer le contrôle transactif (**CT**), décrit dans **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** C'est-à-dire le **Prosommateur** peut proposer ses services au réseau de distribution à travers l'**Agrégateur**. C'est pour le but d'avoir des profits supplémentaires pour le **Prosommateur** et d'avoir la source de la flexibilité supplémentaire disponible pour le réseau de distribution dont il a nettement besoin. Toutes les autres sources de ressources

énergétiques distribués du microréseau communautaire intelligent (**MRCI**) comme les unités de stockage et de la génération communautaire peuvent aussi participer dans ce processus.

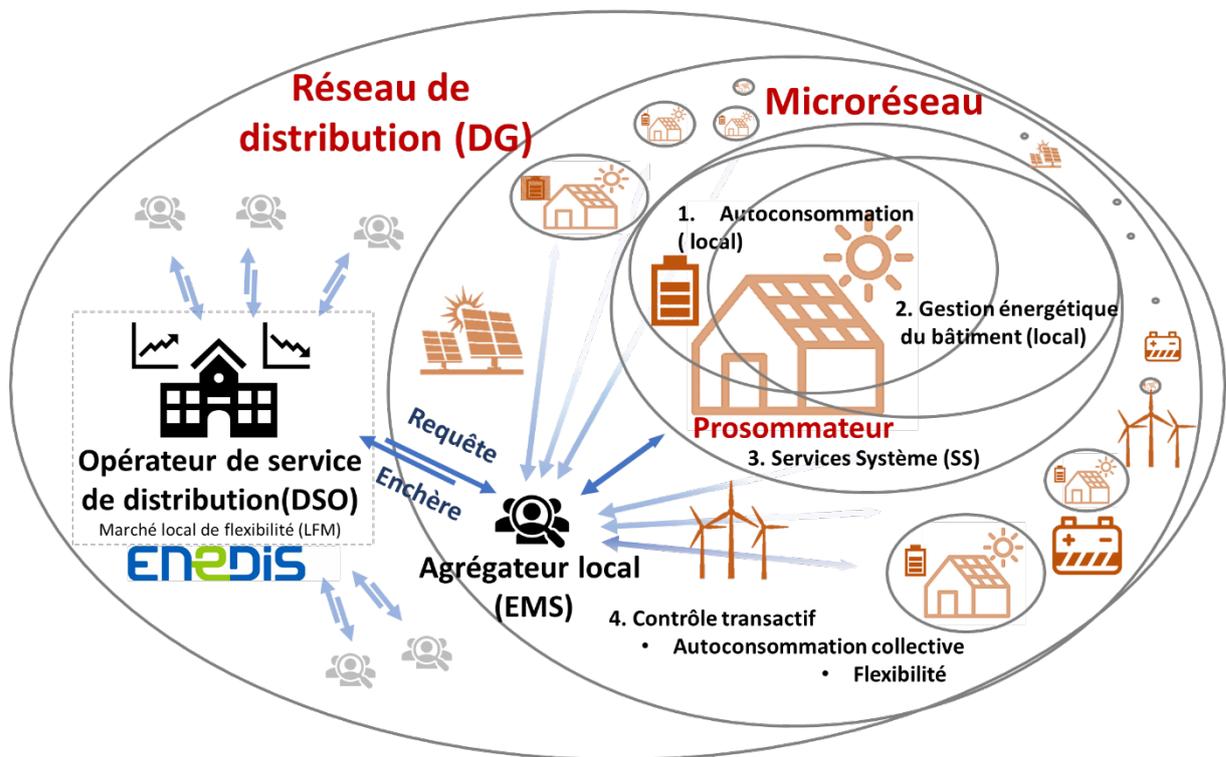


Figure 27 : Le réseau de distribution électrique d'un microréseau intelligent communautaire (**MRCI**) en termes d'échange d'information.

Le concept du marché local de la flexibilité prévoit l'évaluation par avance des enchères et requêtes de l'opérateur de réseau de distribution et des **Agrégateurs** pour avoir le temps de négocier et de trouver la solution la plus convenable. De même, les données de prévision permettent au microréseau communautaire intelligent de trouver l'option optimale de gestion pour un jour à l'avance (**J+1**) et de définir la stratégie prévisionnelle de gestion du microréseau communautaire intelligent en respectant toutes les contraintes et limites du système d'une manière plus optimale que la gestion instantanée. Pour trouver cette stratégie, il faut d'abord obtenir des données prévisionnelles du système. Sur la base de ces données, il faut faire des négociations à l'avance avec le marché local de la flexibilité et trouver la solution la plus optimale pour la gestion de tous les participants du microréseau communautaire intelligent pour obtenir un maximum d'avantages pour le **J+1**. Vu que les données de prévision sont toujours différentes des données réelles par l'erreur de prévision (à grande ou petite échelle), il faut prendre en considération cette différence et évaluer son impact possible sur l'opération du microréseau communautaire intelligent pendant le **J+1**. Ce chapitre va être consacré à la recherche des technologies appropriées pour atteindre ces objectifs.

3.2 Prédiction de données

Les opérations des systèmes électriques font face à une incertitude croissante lors de la prise de décisions dans le processus de planification. Cette question découle de plusieurs facteurs, notamment l'inclusion de la demande active et des sources d'**ER** (et des **DER**) dans le parc de la génération. Par conséquent, il est nécessaire de disposer des méthodes d'exploitation qui prennent explicitement en compte cette incertitude. Historiquement, les prévisions de la consommation constituaient la source principale d'incertitude dans le processus de la planification. Ils peuvent être suivis par la survenue des événements ponctuels, tels que la déconnexion d'un équipement. Lors de l'utilisation de techniques de prévision modernes, l'erreur dans la prévision de données des systèmes électriques (consommation ou génération **PV**) est relativement inférieure et cela augmente la pertinence des décisions des planifications prises à l'avance.

La source principale d'incertitude est représentée par la disponibilité d'**ER** au moment de l'alimentation [149]. Pourtant, le temps nécessaire aux nombreuses technologies de la génération pour rendre leurs ressources disponibles reste inchangé. Des décisions doivent être prises à l'avance en ce qui concerne l'engagement des unités impliquées, les achats, la configuration du réseau et d'autres problèmes [150]. Traditionnellement, un délai d'un jour est fonctionnel (autrement dit $J + 1$), car il répond aux exigences de nombreux types d'unités de production, ainsi qu'aux processus administratifs associés aux opérations de marché déréglementées. En théorie, ces décisions pourraient être prises plusieurs fois par jour (**intra-journalière, I-J**), voire toutes les heures. Le problème général auquel est confronté un **DSO** est la prise de décisions face aux prévisions avec une incertitude omniprésente qui varie dans le temps. Bien que le processus de révélation de l'incertitude soit continu dans le temps, les décisions sont généralement prises à des étapes bien définies en raison des contraintes informatiques, pratiques et administratives [151].

Du point de vue local (niveau d'un foyer), la demande électrique est assez imprévisible et aléatoire. Il dépend de différents facteurs, tels que l'économie, le temps, la météo, les effets sociaux et aléatoires. Toutefois, pour la planification et l'exploitation du système d'alimentation, la variation de la demande électrique et l'analyse d'incertitude sont des éléments essentiels pour son contrôle et la planification. Ils sont également cruciaux pour les études de flux de puissance ou l'analyse des éventualités. Des variations de la demande électrique existent dans toutes les échelles du temps. Des actions du système pour le contrôle de la puissance sont nécessaires afin de maintenir son équilibre [152]. Heureusement, d'un point de vue global (niveau du **MRCI** ou du **DG**), dans un système électrique, la consommation du système en totalité peut être présentée et prédit comme un modèle compréhensible. Ainsi, les résultats des prévisions peuvent contribuer à un calendrier de production de base, à la sécurité du système électrique et à la diffusion des informations. Comme expliqué dans [153], les facteurs qui influencent le comportement de la consommation du système électrique peuvent être classés en quatre grandes catégories principales.

- **Facteurs économiques** : l'économie a un impact significatif sur la tendance à la croissance / baisse de la consommation électrique, comme la démographie de la zone de service, les niveaux d'activité industrielle, les tendances économiques, etc.
- **Facteurs temporels** : les principaux facteurs temporels qui influencent sur les modèles de consommation comprennent les effets saisonniers, le cycle hebdomadaire-quotidien et les vacances. Certains changements sur le schéma de consommation se produisent progressivement en réponse aux variations saisonnières de température. Ce sont, par exemple, la puissance de pointe en été et en hiver. La périodicité hebdomadaire / quotidienne de la consommation correspond à la zone de population active, tandis qu'un jour férié correspond à une demande de consommation différente de celle des jours ouvrés.
- **Facteurs météorologiques** : la plupart des services publics ont une consommation sensible à la température. La température extérieure joue un rôle important dans la configuration des modèles de consommation. C'est souvent lié à la climatisation et au chauffage des locaux. De plus, d'autres facteurs météorologiques affecteront également la consommation ou la génération **PV** du système, tels que l'humidité, la vitesse du vent, les précipitations et l'intensité des nuages.
- **Facteurs aléatoires** : les autres événements aléatoires sont classés dans ce groupe, tels que les perturbations imprévisibles, la consommation atypique des consommateurs, la fermeture imprévue des installations industrielles, etc.

3.2.1 Intérêt de prévision de données pour systèmes électriques

Les problèmes de planification opérationnelle des systèmes électriques à court terme posent des défis importants. Ceci est lié aux difficultés de tenir compte des incertitudes sur plusieurs niveaux [154].

Pour optimiser l'utilisation du stockage d'énergie et de la production d'**ER**, les microréseaux devraient être capables de s'adapter efficacement et dynamiquement aux changements de la demande électrique [155]. Ce défi nécessite une méthode de données de prévision précise, pour atteindre un certain niveau de flexibilité dans la gestion de l'énergie [156]. La prédiction précise des états de système électrique est très importante pour la gestion des microréseaux, en particulier dans les décisions opérationnelles, les contrats de marché et la gestion des risques. La prévision de données améliore l'efficacité du fonctionnement d'un microréseau et aide à définir à l'avance la stratégie de la puissance optimale.

Différentes méthodes peuvent être utilisées pour la prévision des données dans un microréseau. Plusieurs études utilisent des méthodes basées sur des **Réseaux de Neurones Artificiels (ANN, Artificial Neural Networks)**, pour générer les prévisions du vent et les prédictions de la consommation d'énergie [157], [158], [152]. Ils pourraient être étendus via une **Prévision de Charge à Court Terme (STLF, Short Term Load Forecast)** [149]. D'autres solutions sont basées sur des réseaux de neurones et des algorithmes évolutifs [159] ou des réseaux de neurones basés sur des algorithmes génétiques hiérarchiques adaptatifs comme est appliqué dans [160]. D'autres méthodes sont basées sur la logique floue (Fuzzy logic) [161], sur la prévision de Weibull et les fonctions de distribution de probabilité lognormale, comme est utilisé dans [162] pour la prévision de la puissance **PV** et éolienne, sur la **Machine Vectorielle de Support des Moindres Carrés (LS-SVM, Least-Squares Support Vector Machine)** [163].

Les **ANN** représentent une classe d'algorithmes d'apprentissage automatique qui peuvent créer des relations non linéaires entre les vecteurs d'entrée et les valeurs cibles. Ils sont largement appliqués dans les tâches de prévision de données séquentielles. Les **ANN** sont déjà utilisées dans les prévisions de données non linéaires dans différents domaines et permettent d'approcher des fonctions complexes avec une assez bonne précision [164].

En raison de la multiplication de la capacité de comptage des processeurs de données, de nos jours, les nouvelles technologies de recherche et de développement en vision par ordinateur, la reconnaissance vocale et le traitement du signal et de l'image utilisent les processus d'**Apprentissage en Profondeur (DL, Deep Learning)** et les **Réseaux d'Apprentissage en Profondeur (DLN, Deep Learning Networks)** [165]. Ils conduisent à une précision et une efficacité bien meilleure par rapport aux méthodes classiques de « *logique floue* » ou **ANN** pour une application de prévision de séquence de données [152]. Les types de **DL** les plus courants sont basés sur les **Réseaux de Neurones Convolutif (CNN, Convolutional Neural Networks)** et les **Réseaux de Neurones Récurrent (RNN, Recurrent Neural Networks)** [166]. Certaines approches appliquent des réseaux de rétroaction profonde [167] ou les **RNN** à **Longue Mémoire à Court Terme (LSTM, Long Short-Term Memories)** [168]. Les réseaux de neurones convolutif sont les plus susceptibles d'être applicables pour la prévision de la consommation. Cependant, selon [167], [169]–[171], une de méthodes les plus appropriées est l'utilisation des **RNN** avec l'algorithme **LSTM** pour la prévision de données du microréseau comme la consommation ou la génération **PV**.

Les **RNN** classiques sont très efficaces dans la modélisation séquentielle de la dynamique des données. La Figure 28 montre un exemple d'un réseau **RNN** déroulé.

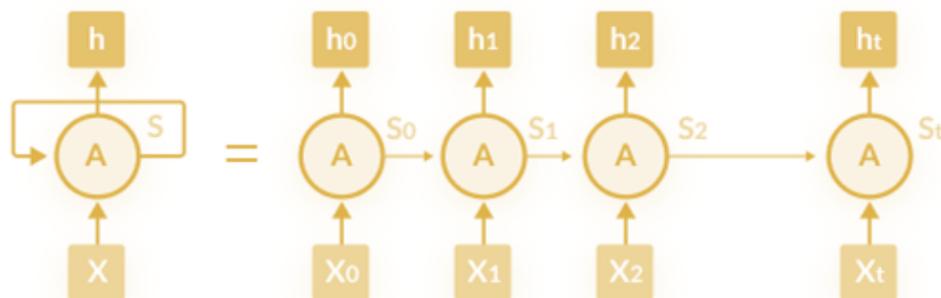


Figure 28 : Réseau de neurones récurrent déroulé (source [172]).

Les données d'entrée X récurremment passent à travers un réseau de neurones pour obtenir les données de sortie (prévision). Le **RNN** est capable de mémoriser dans sa mémoire la dynamique de la longueur variable des entrées précédentes. Le principal problème avec un **RNN** unique est que lors de la modélisation de longues séquences, la structure du **RNN** simple a un problème de disparition du gradient et d'explosion de la propagation arrière. L'ajout dans les cellules **RNN** des « *portes* » (*gates*) cachées internes permet de résoudre ce problème et cela crée la méthode **LSTM** qui sera décrite ci-dessous.

3.2.2 Apprentissage en profondeur (DL) : Réseau de neurones récurrent à longue mémoire à court terme (LSTM)

La Figure 29 illustre le schéma général du réseau **DL LSTM**. Le réseau se compose d'un grand nombre de cellules **LSTM** cachées. Contrairement aux **ANN** conventionnelles, le réseau **LSTM** peut être utilisé pour modéliser les dépendances à long terme sur les données temporelles sans explosion et disparition des gradients [170].

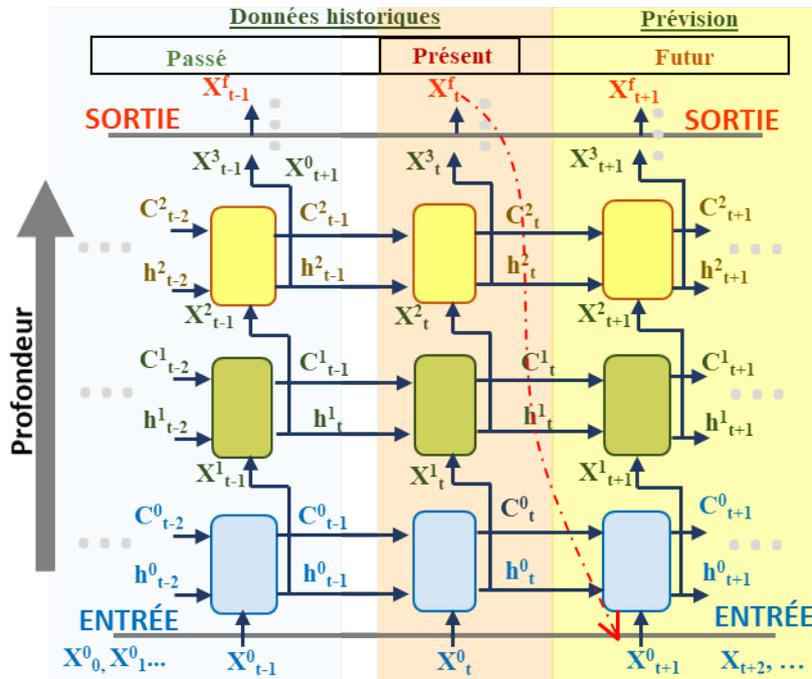


Figure 29 : Schéma principal de la structure cellulaire cachée du réseau de mémoire à long terme (LSTM).

La première cellule de réseau **LSTM** de la couche du niveau zéro obtient l'état initial suivant : C_0^0 est l'état de cellule initial, h_0^0 est la sortie initiale et X_0^0 représente les premières données pour le pas de temps de la séquence de données d'entrée X . Cette première cellule **LSTM** génère la sortie de la première cellule h_1^0 et met à jour l'état de la cellule C_1^0 . Cette sortie avec l'état de la première cellule deviennent l'entrée de la cellule suivante au pas de temps suivant. Dans le cas d'applications multicouches, la sortie de cellule h_1^0 se déroule comme une séquence d'entrée de couche supérieure du réseau **LSTM** X_0^1 . La sortie de la cellule h_1^0 passe à la sortie X_0^f , qui devient une valeur prédite de la séquence d'entrée du pas de temps d'imbrication X_0^0 . Dans le cas de l'application monocouche, la sortie de cellule h_1^0 représente les données de prévision finales pour le pas de temps sous considéré. Ce processus se répète pour chaque pas de temps de la séquence de données étudiée X .

Pour améliorer la profondeur du réseau **LSTM** et augmenter la précision de prévisions **LSTM**, le nombre de couches horizontales cachées du **LSTM** peut être augmenté (jusqu'à plusieurs). D'un autre côté, chaque couche supplémentaire augmente le temps de calcul de la prévision et un grand nombre de couches n'est pas la garantie d'amélioration de la précision de prévision finale.

Des données supplémentaires, telles que la température, les conditions météorologiques, le jour de la semaine, etc., de même que la séquence de données principales, aident à améliorer les performances de l'algorithme et la précision des prévisions [171]. Ces données

sont incluses dans le modèle en tant que matrice de données initiales de l'entrée initiale X_0^0 du réseau **LSTM**.

La Figure 30 représente une cellule cachée du réseau **LSTM**. Pour l'instant t , la cellule **LSTM** obtient les données de la séquence d'entrée X_t pour le pas de temps t et les informations apprises des périodes précédentes : l'état de cellule C_{t-1} et la sortie de cellule h_{t-1} . En appliquant des « portes » cachées internes, la cellule écrit, modifie et efface les parties des informations antérieures pour mettre à jour son état. La caractéristique principale de la méthode **LSTM** est que les données du réseau sont traitées par les « portes » cachées dans les cellules. Ils lisent, mettent à jour et écrivent les données réussies et suppriment les données moins pertinentes ou non pertinentes, améliorant ainsi l'efficacité et les performances des prévisions. Il y a quatre « portes » principales à l'intérieur de la cellule **LSTM** : la porte d'entrée I_t , la porte de mise à jour U_t , la porte d'oubli F_t et la porte de sortie O_t [173].

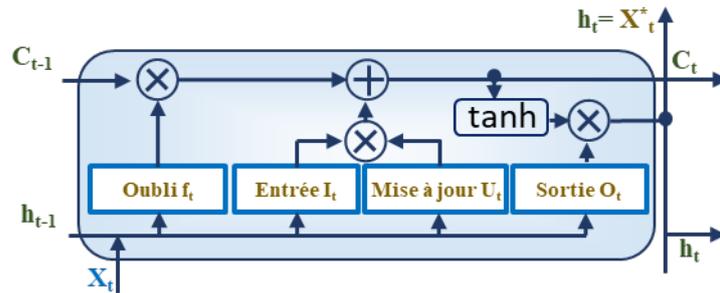


Figure 30 : Organigramme d'une cellule de réseau neuronal **LSTM**.

La porte d'oubli f_t est responsable du niveau de réinitialisation de l'état de la cellule. La porte d'entrée I_t , pour l'instant t , est responsable du niveau de mise à jour de l'état des cellules. La porte de mise à jour U_t ajoute des informations à l'état de cellule pour l'instant t . La porte de sortie O_t exploite le niveau d'état de cellule inclus dans l'état de sortie pour l'instant t . Ses équations sont présentées dans les équations (3) - (6) :

$$f_t = \sigma(W_f X_t + R_f h_{t-1} + b_f) \quad (3)$$

$$I_t = \sigma(W_i X_t + R_i h_{t-1} + b_i) \quad (4)$$

$$U_t = \tanh(W_u X_t + R_u h_{t-1} + b_u) \quad (5)$$

$$O_t = \sigma(W_o X_t + R_o h_{t-1} + b_o) \quad (6)$$

où W , R et b sont les poids d'entrées, les poids récurrents et la polarisation de la porte d'entrée pour la porte d'oubli, la porte d'entrée, la porte de mise à jour et la porte de sortie, respectivement, le \tanh est la fonction tangente hyperbolique, X_t est le pas de temps de la séquence X à l'instant t , h_{t-1} est l'état de la cellule de sortie précédent, et σ est la fonction sigmoïde.

L'état de la cellule c_t à l'instant t est définie dans (7) :

$$c_t = f_t \otimes c_{t-1} + I_t \otimes U_t \quad (7)$$

où \otimes représente le produit Hadamard.

La sortie h_t du bloc de cellules à l'instant t est décrite dans (8).

$$h_t = X_t^* = O_t \otimes \tanh(c_t) \quad (8)$$

Pour analyser la précision des prévisions de données, l'**Erreur Moyenne Absolue en Pourcentage (MAPE, Mean Absolute Percentage Error)** et l'**Erreur Moyenne Entière (MAE, Mean Average Error)** sont utilisées et présentées dans les équations (9) et (10) respectivement.

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{X_i - X_i^*}{X_i} \right| \times 100 \quad (9)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |X_i - X_i^*| \quad (10)$$

Dans (9) et (10), X_i et X_i^* sont les valeurs réelles et les valeurs prédites, N est le nombre d'échantillons de test. Le **MAPE** démontre l'erreur des méthodes appliquées par rapport aux données réelles en pourcentage. Le **MAE** présente la différence numérique moyenne entre les données de prévision et réelles [170].

3.3 Échange de la flexibilité dans un Microréseau

Comme décrit dans la section 2.2, en raison des pénétrations importantes des **DER** dans le **DG**, les systèmes électriques d'aujourd'hui ont besoin d'une grande capacité de flexibilité en plus de ce qui existe déjà. L'échange de la flexibilité s'effectue sur le **LFM** entre **Agrégateurs**, **DSO**, **BRP** et autres participants. La capacité de flexibilité générée par un **Prosommateur** final est assez petite en comparaison de la taille du **DG** et du **LFM**. C'est l'**Agrégateur** qui est le lien intermédiaire et qui représente un grand nombre de **Prosommateurs** comme une unité dans le **LFM** (parfois en forme de **VPP**). Pour être agrégés, les **Prosommateurs** doivent avoir le système de gestion qui est capable de technologie de **CT**, décrit précédemment. Autre que la consommation, le **Prosommateur** peut proposer ses services pour le **DG** à travers l'**Agrégateur** en utilisant la **DSM**, la **RàD**, le **CT** et autres technologies qui sont possibles grâce aux **ICT**. Ceci dans le but d'avoir des profits supplémentaires pour le **Prosommateur** et d'avoir la source de flexibilité supplémentaire disponible pour le **DG**, dont il a besoin.

Les **SS** possibles pour le **DG** ont été aussi décrits dans la section 2.2.5. L'**Agrégateur** doit récupérer des données actuelles concernant l'état, type et durée de service possible à fournir (par **ICT**) de chaque **Prosommateur**.

Le but principal de l'**Agrégateur** est suivant : en agissant sur le **LFM**, trouver une des **SS** possibles à fournir pour une journée considérée. Ce qui va amener plus d'avantages pour l'**Agrégateur** et plus de profits pour le **Prosommateur** final. En France ce système est encore en développement et en moment de l'écriture de cette thèse, l'algorithme précis de gestion des **SS** et des prévisions de flexibilité n'a pas encore été défini. Pour le système de gestion du **MRCI** développé, il a été choisi les algorithmes et les processus d'approvisionnement généraux appliqués en grande partie dans les pays d'**UE**.

Les chapitres suivants vont décrire un exemple plus précis du mécanisme d'approvisionnement de la flexibilité développée et son application sur un cas pratique.

3.4 Optimisation et gestion des flux de puissance optimales (OPF)

Le terme de réseau intelligent désigne une modernisation du réseau électrique consistant en l'intégration de diverses technologies telles que les génération distribués (**GD**), consommation flexible, **ICT**, des dispositifs de stockage qui fonctionnent en modes connectés au réseau et hors réseau électrique. En conséquence, les techniques d'optimisation traditionnelles dans les nouveaux systèmes électriques ont été sérieusement influencées au cours de la dernière décennie. L'un des outils techniques et économiques les plus importants à cet égard est le modèle de **Flux de Puissance Optimal (OPF , *Optimal Power Flow*)**. En tant qu'outil d'optimisation fondamentale mathématique dans les domaines de l'exploitation et de la planification, l'**OPF** a un rôle indéniable dans les systèmes électriques d'aujourd'hui.

Dans les **DG** conventionnelles centralisées, l'**OPF** représente le problème de la détermination des meilleurs niveaux de fonctionnement pour les centrales électriques afin de répondre aux demandes données à travers un réseau de transport. C'est généralement dans le but de minimiser les coûts d'exploitation du système électrique. Cela peut fournir un support utile à l'opérateur de réseau de distribution (**DSO**) pour surmonter de nombreuses difficultés dans la planification, l'exploitation et le contrôle des réseaux électriques [174]. Ce problème est assez complexe pour les microréseaux, car des caractéristiques physiques du système incluent un grand nombre de participants, contraintes, incertitudes et fonctions non linéaires et non convexes.

L'objectif général d'**OPF** n'est pas seulement d'alimenter la consommation en respectant les contraintes du **DG**, mais de déterminer la meilleure façon d'actionner et de faire fonctionner instantanément un système d'alimentation soumis à des contraintes de manière optimale en tenant compte du coût total de l'exploitation.

3.4.1 OPF : Vue générale

Généralement, l'**OPF** est un problème non linéaire et non convexe comprenant une **Fonction d'Optimisation (FO)** qui doit être optimisée (maximisé ou minimisé), avec un ensemble de contraintes d'égalité et d'inégalité qui doivent être satisfaites. Il a été introduit par Carpentier en 1962 [174].

La description générale de la problématique de la gestion d'**OPF** pour le réseau électrique représente un problème d'optimisation avec la **FO** $f(x)$ à minimiser. Elle est présentée dans (11) avec les contraintes en (12), (13) et (14) :

$$\min_x f(x) \quad (11)$$

$$g(x) = 0 \quad (12)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (13)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (14)$$

où x est le vecteur d'optimisation, $f(x)$ comprend le coût polynomial, cela peut être tout ce qui concerne l'injection, le soutirage et le stockage d'énergie, $g(x)$ sont les contraintes

d'égalité comme les équations de balance, de puissance, etc., $h(x)$ sont les contraintes d'inégalité comme les limites de flux pour l'équipement et les lignes de connexion, x_{min} et x_{max} les limites généralement incluent les références de tension, d'angle de phase, les amplitudes de tension, les puissances injectée et consommée, etc.

3.4.2 Types d'OPF

L'OPF optimise une FO donnée contrôlant le flux de puissance au sein d'un système électrique sans dépasser les contraintes des limites opérationnelles [175]. Les types principaux des certaines versions d'OPF peuvent être divisés en plusieurs groupes comme est décrit ci-dessous.

L'OPF par l'horizon temporel :

- **Statique** : ce type de problème optimise la FO sous diverses contraintes à un certain moment d'intérêt (un moment donné) [176].
- **Dynamique** : ce type est une version étendue de l'OPF statique et détermine le point de fonctionnement optimal sur un horizon temporel [177].

L'OPF par types de contraintes :

- ❖ **Stabilité transitoire** : ce problème prend en compte simultanément les contraintes statiques et dynamiques du réseau électrique pendant le processus d'optimisation [178].
- ❖ **Sécurité** : il s'agit d'une autre version étendue de l'OPF qui implique des contraintes résultant du fonctionnement du système dans le cadre d'un ensemble de contingences postulées [179].

L'OPF par le degré de stochasticité :

- **Déterministe** : ne prend pas en compte les facteurs stochastiques [175].
- **Stochastique** : considère l'incertitude comme faisant partie des contraintes et des modèles objectifs (prend en compte les incertitudes dans les paramètres du système électrique) [180], [181].
- **Probabiliste** : il estime les fonctions de distribution de probabilité des variables dépendantes en fonction des distributions de la probabilité des charges et d'autres facteurs incertains, mais ils n'affectent pas sur le résultat de l'OPF final [182], [183].

L'incertitude peut être générée par des méthodes diverses comme le modèle de mélange gaussien personnalisé [184], la simulation de **Monte-Carlo**[185]–[187], la méthode cumulative [188], etc.

L'OPF par le type de réseau :

- **Courant Alternatif (AC, Alternating Current)** : il est associé aux réseaux électriques à courant alternatif et basé sur les caractéristiques naturelles de flux d'énergie du système [189].
- **Courant Continu (DC, Direct Current)** : ce type ne prend pas en compte la puissance réactive et les pertes de transmission [190], [191].
- **AC / DC mixte**: il est associé à l'OPF dans les réseaux **AC** et **DC** [192], [193]

L'approche de l'OPF peut combiner plusieurs versions de l'OPF décrites précédemment. Cela permet de créer de nouvelles versions de l'OPF et de mieux les adapter pour la problématique spécifique. C'est ainsi le cas de l'OPF dynamique stochastique [194], l'OPF probabiliste transitoire à contrainte de stabilité [195], et des autres.

Mais plus le système d'OPF est complexe, plus c'est difficile de le résoudre et de trouver la solution optimale.

3.4.2.1 La résolution d'OPF

L'OPF peut avoir plusieurs solutions optimales qui peuvent être divisées en trois types principaux représentés dans la Figure 31.

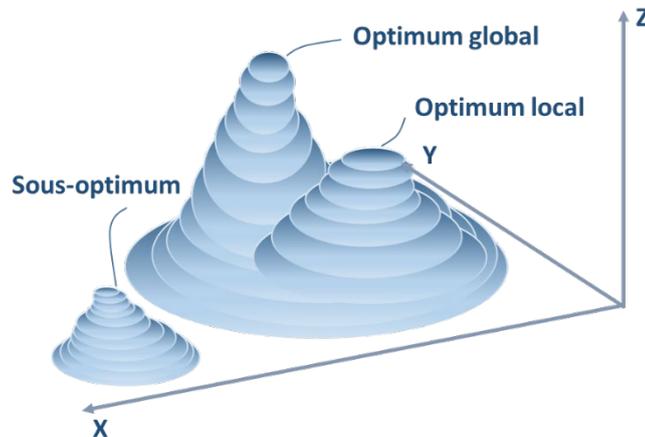


Figure 31 : Solutions possibles aux problèmes d'optimisation.

- ❖ **Optimum global** : C'est la meilleure solution pour la FO parmi toutes les autres solutions possibles.
- ❖ **Optimum local** : Les problèmes non linéaires et non convexes ont plusieurs points optimaux locaux. Dans ce cas, aucune solution plus réalisable ne peut être trouvée dans le voisinage immédiat de la solution obtenue.
- ❖ **Sous-optimal** : Cette solution n'est pas meilleure que l'optimum global. Elle peut être illustrée comme un point de selle. Dans cet état, la valeur de la FO obtenue est optimale pour une trajectoire spécifique et néanmoins, la solution peut être maximum (ou minimum) pour une autre trajectoire.

3.4.2.2 OPF : Contraintes

Les contraintes sont généralement classées en deux types : les contraintes d'inégalité et d'égalité. Ces conditions introduisent la zone possible de la solution d'OPF. Toute la solution du problème doit se situer dans cette région pour satisfaire toutes les contraintes [196]. Généralement, les équations de flux de puissance sont incluses dans les contraintes d'égalité. Les contraintes d'inégalité représentent les limites opérationnelles. Voici les exemples de contraintes possibles d'inégalité pour le système électrique :

- **Puissance active** : Ces contraintes sont liées aux restrictions physiques (équilibre production / consommation) liées à un fonctionnement stable du réseau électrique.
- **Puissance réactive** : Contraintes de limitation de la puissance réactive injectée dans le système électrique. Représente la zone possible de variation (limites inférieure et supérieure).
- **Tension** : Chaque bus du système doit respecter des contraintes supérieures (sécurité du système, isolation) et inférieures (stabilité du système) de tension.
- **Courant** : Le flux de puissance ne doit pas dépasser une limite maximale spécifiée (stabilité du système, taux thermique des conducteurs).

- **Angle de tension** : Ces contraintes représentent des limites de fonctionnement sur les angles de tension.
- **Autres contraintes** : Contraintes de restriction (réduction de la consommation en fonction de prix de l'électricité), de réserve (différentes réserves en fonction de la zone et de la période d'opération) [197] ou autres, liées aux dispositifs utilisés (batteries, puissances achetées et vendues, génération conventionnelle).

3.4.2.3 OFP : Types de fonction objectif

Par la définition une **FO** est une des solutions possibles qui doit être choisie comme la solution la plus souhaitable. À son tour, la **FO** peut optimiser (minimiser ou maximiser) une ou plusieurs valeurs comme les suivantes :

- Prix de la production d'énergie active.
- Émission du carbone (**GES**).
- Prix de génération de la puissance réactive.
- Puissance fournie au réseau d'une source externe.
- Pertes de la puissance active.
- Réduction ou réglage de la consommation.
- Prix de la génération auxiliaire.
- Bien-être social.

Pour les réseaux électriques et les microréseaux, plusieurs valeurs d'optimisation peuvent être prises en compte dans la **FO** de l'**OPF**.

3.4.3 AC OPF : Cas général

Le vecteur d'optimisation x pour la **FO** $f(x)$ dans le réseau **AC** est représenté dans (15) :

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ P_g \\ Q_g \end{bmatrix} \quad (15)$$

où θ et V sont les vecteurs nodaux d'angle de phase et de tension, P_g et Q_g sont les vecteurs de puissance active et réactive des générateurs (sources de puissance).

Pour le cas général, la **FO** $f(x)$ (16) est simplement une somme de fonctions de coût polynomiales individuelles des générateurs (sources de puissance) n_g pour la puissance active f_P^i et réactive f_Q^i .

$$f(P_g, Q_g) = \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(p_g^i) + f_Q^i(q_g^i) \quad (16)$$

Les contraintes d'égalité pour le cas général d'**AC OPF** (17) sont représentées par les matrices de la dimension $2 \times n_n$ (nombre de nœuds) des équations non linéaires d'équilibre des puissances active et réactive.

$$\begin{cases} g_P(\theta, V, P_g) = P_{noeud}(\theta, V) + P_d + C_g P_g \\ g_Q(\theta, V, Q_g) = Q_{noeud}(\theta, V) + Q_d + C_g Q_g \end{cases} \quad (17)$$

Les contraintes d'inégalité (18) se composent de deux ensembles de limites de flux électriques pour chaque branche sous la forme de fonctions non linéaires (angles et magnitudes de tension du bus), l'une du début à la fin (à) et inversement (de) pour l'autre de chaque branche :

$$\begin{cases} h_a(\theta, V) = |F_a(\theta, V)| - F_{max} \leq 0 \\ h_{de}(\theta, V) = |F_{de}(\theta, V)| - F_{max} \leq 0 \end{cases} \quad (18)$$

où F représente des contraintes des flux qui peuvent être expliqués par la puissance réelle / apparente ou par le courant.

Les limites variables (19) incluent des contraintes d'égalité, des limites supérieures et inférieures sur les amplitudes de tension, sur les valeurs d'injections actives et réactives, sur les angles du bus de référence.

$$\begin{cases} \theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, i \in \theta^{ref} \\ V_{min}^i \leq V^i \leq V_{max}^i, i = 1 \dots n_n \\ p_g^{i,min} \leq p_g^i \leq p_g^{i,max}, i = 1 \dots n_g \\ q_g^{i,min} \leq q_g^i \leq q_g^{i,max}, i = 1 \dots n_g \end{cases} \quad (19)$$

À cause de plusieurs variables à contrôler, le problème d'**AC OPF** devient assez complexe. Sa complexité multiplie avec l'augmentation du nombre d'équipements du système et du développement du réseau. Jusqu'à récemment, le problème d'**AC OPF** a été très complexe pour la technologie informatique. C'était lié au grand nombre de données et paramètres à traiter et contrôler. Il y a plusieurs technologies permettant de résoudre le problème d'optimisation de la **FO** par la relaxation [198] ou l'utilisation de modèles simplifiés, etc., mais qui réduisent la précision de l'optimisation.

3.4.4 DC OPF : Cas général

Les coûts polynomiaux individuels des générateurs se limitent au second ordre lorsqu'il est utilisé des hypothèses de modélisation du réseau **DC**. Le problème d'**OPF** standard peut être simplifié à un programme quadratique, avec des contraintes linéaires et une fonction de coût quadratique. Dans ce cas, les amplitudes de tension et les puissances réactives sont complètement éliminées du problème et les débits de puissance réels sont modélisés comme des fonctions linéaires des angles de tension [199]. La variable d'optimisation est en (20).

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ P_g \end{bmatrix} \quad (20)$$

Pour le cas général, la **FO** $f(x)$ (21) représente simplement une somme de fonctions de coût polynomiales individuelles des générateurs (sources de puissance) n_g pour la puissance active P_g .

$$\min f(\theta, P_g) = \sum_{i=1}^{n_g} f_p^i(p_g^i) \quad (21)$$

Les contraintes d'égalité (22) pour le cas général d'**AC OPF** sont représentées par les matrices avec de la dimension $2 \times n_n$ (nombre de nœuds) des équations non linéaires d'équilibre des puissances actives.

$$g_P(\theta, V, P_g) = P_{noeud}(\theta, V) + P_d + C_g P_g \quad (22)$$

Les contraintes d'inégalité (23) se composent de deux ensembles de limites de flux pour chaque branche sous la forme de fonctions non linéaires (des angles et magnitudes de tension du bus), l'une du début à la fin (à) et inversement (de) pour l'autre de chaque branche :

$$\begin{cases} h_{\grave{a}}(\theta) = -B_f(\theta) - P_{f,shift} - F_{max} \leq 0 \\ h_{de}(\theta) = B_f(\theta) + P_{f,shift} - F_{max} \leq 0 \end{cases} \quad (23)$$

où B_f représente les contraintes des flux de puissance réels, $P_{f,shift}$ est lié à un changement de flux de puissance réel dans la branche considérée en raison du changement de l'injection de puissance sur une des branches voisines (facteurs de décalage linéaire).

L'expression des limites variables (24) est également simplifiée.

$$\begin{cases} \theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, i \in \theta^{ref} \\ p_g^{i,min} \leq p_g^i \leq p_g^{i,max}, i = 1 \dots n_g \end{cases} \quad (24)$$

3.4.5 OPF : Formulation étendue

Dans le cas d'application de la problématique **OPF** dans les systèmes plus complexes, il est nécessaire d'avoir une formulation d'**OPF** étendu. La formulation standard est modifiée en introduisant des variables supplémentaires, des coûts définis par l'utilisateur et/ou des contraintes définies par l'utilisateur. La formulation étendue complète peut être écrite comme dans (25) :

$$\min_{x^*} f(x) + f_u(x^*) \quad (25)$$

où $f_u(\hat{x})$ est le terme du coût supplémentaire défini par l'utilisateur avec des contraintes dans (26).

$$\begin{cases} g^*(x^*) = 0 \\ h^*(x^*) \leq 0 \\ x^*_{min} \leq x^* \leq x^*_{max} \\ l \leq Ax^* \leq u \end{cases} \quad (26)$$

La variable d'optimisation x de la formulation standard **OPF** a été complétée par des variables supplémentaires z pour former une nouvelle variable d'optimisation x^* et ses limites, comme est présenté dans (27), (28) et (29).

$$x^* = \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} \quad (27)$$

$$x^*_{min} = \begin{bmatrix} x_{min} \\ z_{min} \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$x^*_{max} = \begin{bmatrix} x_{max} \\ z_{max} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Les contraintes non linéaires d'égalité g (30) et d'inégalité h (31) sont complétées par les additions g_u et h_u définies par l'utilisateur pour donner g^* et h^* .

$$g^*(x^*) = \begin{bmatrix} g(x^*) \\ g_u(x^*) \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$h^*(x^*) = \begin{bmatrix} h(x^*) \\ h_u(x^*) \end{bmatrix} \quad (31)$$

3.4.6 OPF : Gestion dans les MRCI

Un microréseau est une mini-version plus intelligente et plus efficace du **DG**. La différence entre les réseaux électriques et les microréseaux tient dans le fait que le **DG** généralement constitue des fils interconnectés, des poteaux et des centrales électriques. Il est considéré que le microréseau est un regroupement localisé de sources d'électricités (**DER**) et de charges qui fonctionnent normalement connectées et synchronisées avec le réseau centralisé traditionnel (**DG**), mais peut se déconnecter et fonctionner de façon autonome selon les conditions physiques et/ou économiques. L'un des avantages est que lorsque le microréseau voit un problème qui se produit dans le **DG**, il peut se séparer de lui et ainsi protéger et continuer l'alimentation sécurisée de ses consommateurs. D'un côté, le microréseau cesse de dépendre de l'alimentation centralisée du **DG**. D'un autre côté, lorsque le réseau électrique fonctionne encore correctement, le **DG** et le microréseau profitent l'un de l'autre. Si une source de **DER** du microréseau tombe en panne ou génère insuffisamment de l'électricité, le microréseau peut se tourner vers le **DG** pour l'approvisionnement manquant. En revanche, si le réseau principal est faible en alimentation électrique, il peut se tourner vers le microréseau pour obtenir de l'aide dans l'alimentation. Le microréseau est payé pour fournir des **SS** au **DG** afin que le **DG** puisse servir de source de revenus pour le microréseau.

Un autre avantage important des microréseaux est qu'ils sont souvent moins polluants que l'alimentation électrique conventionnelle. Le microréseau est généralement alimenté par l'**ER** ou la chaleur et l'énergie combinée. Les microréseaux sont également plus efficaces parce que leur énergie est créée près de l'endroit où elle est utilisée (réduction des pertes de transportation).

Les microréseaux offrent beaucoup d'avantages. Ils peuvent renforcer et prévenir des pannes de **DG** dans les zones qu'ils desservent. Ils peuvent servir le plus grand réseau, et fournir l'énergie propre et efficace aux administrations municipales, aux collectivités et aux entreprises.

Le problème de gestion de manière optimale peut être exprimé comme un problème d'optimisation non linéaire à nombres entiers mixtes multipériodes [45], car plusieurs unités de système électrique ont des fonctions non linéaires. Le microréseau communautaire comme **MRCI** a de nombreux composants non linéaires à caractère stochastique, comme la génération d'**ER** intermittente, la structure multipériodique, l'engagement d'unité intertemporelle, les contraintes de rampe et de stockage, et bien d'autres.

3.4.6.1 Programmation non linéaire à nombres entiers mixtes (MINLP)

La résolution du problème d'optimisation hors et en ligne peut être réalisé par des techniques différentes d'optimisation. Ce sont la **Programmation Quadratique Séquentielle (SQP)** [200], l'**Algorithme Génétique (AG)** [201], l'**Optimisation par Essaims Particulaires (PSO, Particle swarm optimization)** [202], l'**Algorithme Clearing Hybride (CLh)** [200], la **Programmation Dynamique (DP, Dynamic Programming)**, [152], [203], l'arithmétique floue (*fuzzy arithmetic*) [43], la méthode linéaire de décomposition de Dantzig-Wolfe [204]...

Le **Principe du Maximum de Pontriaguine (PMP)** joue un rôle particulier dans la théorie de la « *commande optimale* ». Il est souvent utilisé pour les problèmes linéaires. Dans un grand nombre de systèmes linéaires (mais pas pour tous), ses conditions sont non seulement nécessaires, mais également suffisantes pour l'optimalité [205]. Mais la méthode du **PMP** est complexe, et pour les problèmes non linéaires, elle est moins préférable, car les problèmes non linéaires eux-mêmes sont complexes. De plus, dans le cas non linéaire, les conditions du **PMP** sont uniquement nécessaires [206]. Cela signifie que dans ce cas, le **PMP** « donne » un ensemble de solutions, appelées « extrêmes » ou « points critiques », et parmi eux, il faut rechercher un contrôle optimal, le plus souvent ad hoc. Le processus de vérification du **PMP** devient très complexe.

Parfois, le **PMP** peut dégénérer et perdre les informations sur les commandes. Cela se produit lorsque les « prix » disparaissent et tous les paramètres u (vecteur de contrôle) deviennent un maximisateur pour le « coût de fonctionnement » [207]. Dans ce cas, il est nécessaire de faire une analyse de second ordre ce qui complique grandement la résolution du problème.

La **Programmation Non Linéaire à Nombres Mixtes (MINLP, Mixed Integer Nonlinear Programming)** est la recherche de modèles d'optimisation qui combinent des contraintes et des objectifs non linéaires avec des variables discrètes et (ou) continues. La **MINLP** est l'un des paradigmes de modélisation les plus généraux en optimisation et qui comprend à la fois en tant que sous-problèmes la **Programmation Non Linéaire (NLP, NonLinear Programming)** [203], [208], [209], et la **Programmation Linéaire à Nombres Mixtes (MILP, Mixed Integer Linear Programming)** [203], [208], [209], [210]. Les domaines de la **MILP** et de la **NLP** sont comparativement bien développés et la complexité positive pour la **MILP** et la **NLP** est bien connue. Néanmoins, la **MINLP** est un paradigme de modélisation très large qui, dans sa forme générale, produit des questions de calcul difficilement soluble. Les restrictions significatives principales qui ont permis une analyse en termes d'algorithmes exacts et d'approximation sont : des objectifs et contraintes polynomiaux (quadratiques en particulier), la minimisation des fonctions (quasi) convexes, la maximisation des fonctions de dimensions réduites et sous-modulaires. Les travaux d'**MINLP** actuels visent à délimiter ces limites ainsi que la croissance et l'évolution des solveurs grâce à l'accélération de la dynamique de la croissance des logiciels [211].

En ce moment, il reste des défis théoriques, algorithmiques et informatiques à surmonter avant que la **MINLP** puisse connaître un succès comparable à la **MILP** ou la **NLP** [212]. Ces défis, de même que le potentiel d'impact remarquable, font de la **MINLP** sans faute la frontière la plus excitante de l'optimisation mathématique [213], [214].

La **MINLP** peut modéliser la physique d'un système (via des variables continues) et les décisions de planification (souvent via des variables discrètes) [215]. Pour l'opération dans les nombreux domaines (notamment dans le génie chimique, l'ingénierie des systèmes électriques et la recherche opérationnelle), il existe déjà quelques logiciels (solveurs) « polyvalents » sophistiqués pour l'optimisation non linéaire à nombres entiers mixtes (GAMS, NEOS, Couenne, BARON...) [216].

Pour le système considéré et pour chaque ensemble de données, le problème d'**OPF** sera résolu par l'optimisation de la **MINLP**. L'objectif de la **MINLP** est d'optimiser un problème complexe à grande échelle hautement non linéaire avec des contraintes non linéaires, comme l'opération du **MRCI** [162]. Les problèmes de la **MINLP** impliquent des variables continues et discrètes découlant de nombreuses applications de la conception technique. Ces applications font l'objet d'un examen approfondi au [217]–[219]. Bien que de nombreuses approches d'optimisation aient été développées pour les problèmes de la **MINLP**, ces méthodes ne peuvent trouver qu'une solution locale ou approximative, utiliser trop de variables binaires supplémentaires et des contraintes pour reformuler le problème. L'algorithme peut trouver l'optimum global de la **MINLP** en résolvant alternativement les optimums locaux mixtes de la fonction objective et des fonctions auxiliaires [220]. La définition et formulation correcte de la **FO** et ses contraintes jouent une grande importance.

L'approche de la **MINLP** pour du **MRCI** doit tenir compte non seulement de la dépendance non linéaire entre la génération d'électricité, la génération **PV**, la consommation, le prix de l'électricité, etc., mais aussi de multiples autres contraintes telles que les coûts de démarrage des unités de production, les coûts d'exploitation de stockage..., afin d'obtenir des résultats plus réalistes et réalisables [221].

Ci-dessous, la formulation originale d'**OPF** développée pour la gestion efficace du microréseau sera décrite. Car une grande partie du **MRCI** se trouve dans le **BT**, il y a absence de gros consommateurs ou fournisseurs de puissance réactive (moteurs asynchrones, fours à arc électrique, équipement industriel, etc.) et les équipements **DER** majoritairement contiennent des dispositifs de contrôle local de puissance réactive [199], la puissance réactive ne sera pas prise en considération dans la **FO** du **MRCI** [222]. Plus précisément, la formulation originale d'**OPF** développé sera décrite ci-dessous.

3.4.6.2 FO développée d'OPF pour la gestion intelligente de MRCI

Une **FO** tente de maximiser les profits ou de minimiser les pertes en fonction d'un ensemble de contraintes et de la relation entre une ou plusieurs variables de décision.

La **FO** du microréseau visant à minimiser les coûts d'exploitation de la microcommunauté intelligente ou du **MRCI** est présentée dans (32). Elle est formulée en forme de problème mathématique pour la **MINLP**. Le x est la variable d'optimisation, qui est composée de toutes les variables opérationnelles pour toutes les unités i et les périodes de temps t du microréseau. La **FO** est composée de trois composantes générales :

$$\min f(x) = f_g(g_+, g_-) + f_s(s_0, p_c, p_d) + f_{sa}(Sa_+, Sa_-) \quad (32)$$

Le premier composant est lié au coût de l'utilisation de l'énergie du réseau. Il est indiqué dans (33) :

$$f_g(g_+, g_-) = \sum_{t \in T} \sum_{i \in I^t} [C^{ti}_{g+}(g^{ti}_+) + C^{ti}_{g-}(g^{ti}_-)] \quad (33)$$

où t est la période de temps, i est l'indice de l'unité (lignes de réseau, générateurs, stockage, charges), g^{ti}_+ est la quantité d'énergie injectée dans le réseau au moment t , pour l'unité i , g^{ti}_- est la quantité de puissance retirée de réseau au moment t , pour l'unité i , $C^{ti}_{g+}(\cdot)$

), $C_{g-}^{ti}(\cdot)$ sont les fonctions du coût de l'énergie active injectée ou retirée du réseau au moment t , pour l'unité i .

Le deuxième composant est le coût de l'énergie stockée par microréseau. C'est le coût prévu de l'énergie stockée du début et restante dans les états finaux. Il est présent dans (34) :

$$f_s(S_0, p_c, p_d) = C_{s0}^T S_0 - (C_{ts0}^T S_0 + C_{tc}^T p_c + C_{td}^T p_d) \quad (34)$$

où S_0 est l'énergie stockée initiale dans l'unité de stockage i , p_c, p_d sont l'énergie chargée / déchargée de l'unité de stockage i à période de temps T , C_{s0}^T est le vecteur de coûts liés à l'accès de l'énergie stockée S_0 dans l'unité de stockage i au moment $t = 0$, C_{s0}^T est le vecteur des prix des contributions au stockage terminal provenant de la charge / décharge de l'unité de stockage dans les états non terminaux, C_{tc}^T, C_{td}^T sont les vecteurs des prix en fin d'horizon des contributions de stockage terminal provenant de la charge / décharge de l'unité de stockage dans les états de base terminaux (en tenant compte la dégradation de la batterie en fonction de l'énergie de charge / décharge).

Plus précisément, f_s se rapporte aux valeurs d'énergie récupérables par rapport à l'énergie stockée. Les énergies récupérables ne sont pas la quantité d'énergie stockée, mais plutôt les quantités qui peuvent être récupérées après des pertes d'efficacité de sortie.

Les trois derniers termes de (34) montrent la quantité d'énergie stockée prévue et restant dans les états terminaux du système de stockage.

Le troisième composant de (32) représente les avantages obtenus de la participation du microréseau aux services auxiliaires (**SS**) (35) :

$$f_{sa}(Sa_+, Sa_-) = \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{s \in H} [C_{sa+}^{tis}(Sa_+^{tis}) + C_{sa-}^{tis}(Sa_-^{tis})] \quad (35)$$

où s est le service auxiliaire utilisé pour le moment t de tous les services auxiliaires H du scénario considéré, Sa_+^{tis} est la quantité d'énergie injectée dans le réseau au moment t , pour l'unité i , lors de la participation au service auxiliaire s , Sa_-^{tis} est la quantité de puissance soutirée de réseau au moment t , pour l'unité i , lors de la participation au service auxiliaire s , $C_{sa+}^{tis}(\cdot)$ et $C_{sa-}^{tis}(\cdot)$ sont les fonctions de coût pour l'énergie active injectée ou retirée du réseau dans le moment t , pour l'unité i , lors de la participation au service auxiliaire s .

3.4.6.3 MINLP : Les contraintes de minimisation

Pour obtenir une optimisation correcte, l'**OPF** de la **MINLP** doit respecter de nombreuses contraintes d'optimisation. La plupart des biens communs sont indiqués ci-dessous. Les contraintes générales d'**OPF** sont indiquées dans les limites de flux de transition et de tension comme présente (36) :

$$\begin{cases} g^t(\theta^t, V^t, p^t) = 0 \\ h^t(\theta^t, V^t, p^t) \leq 0 \end{cases} \quad (36)$$

où q^t, V^t, p^t sont des angles de tension, de magnitudes et d'injections de puissance actives pour le temps t .

3.4.6.4 MINLP : Les contraintes unitaires

Les contraintes unitaires sont décrites dans le (37) :

$$o^{ti} p_{min}^{ti} \leq P^{ti} \leq o^{ti} p_{max}^{ti} \quad (37)$$

où o^{ti} est l'état d'engagement binaire pour l'unité i en période t (1 si l'unité est en ligne, 0 hors ligne), $P_{min}^{ti}, P_{max}^{ti}$ sont les limites de l'injection active pour l'unité i pour le moment t .

3.4.6.5 MINLP : Les contraintes de stockage

Les limites d'exploitation de stockage sont sur (38).

$$\begin{cases} p^t = p_c^t + p_d^t \\ p_c^t \leq 0 \\ p_d^t \geq 0 \end{cases} \quad (38)$$

Les limites de niveau de stockage sont indiquées sur (39) :

$$\begin{cases} Se_{-}^{ti} \geq S_{min} \\ Se_{+}^{ti} \leq S_{max} \end{cases} \quad (39)$$

où Se_{-}^{ti}, Se_{+}^{ti} sont des limites d'énergie stockée supérieure / inférieure dans l'unité de stockage i à la fin de la période t (calculé de manière endogène). Pour $t = 0$, cela représente les limites au début de la période.

Répartition de stockage compte tenu des limites d'énergie décrites dans (40) :

$$\begin{cases} Se_{-}^{ti} \leq \chi_1^{ti} [p^{ti} Se_{-}^{(t-1)i} + (1 - p^{ti}) Se^{-ti0}] + \chi_2^{ti} Se_{\Delta}^{ti0} \\ Se_{+}^{ti} \geq \chi_1^{ti} [p^{ti} Se_{+}^{(t-1)i} + (1 - p^{ti}) Se^{-ti0}] + \chi_2^{ti} Se_{\Delta}^{ti0} \end{cases} \quad (40)$$

où χ_1^{ti} et χ_2^{ti} sont décrits dans (41) et (42).

$$\chi_1^{ti} \equiv \frac{1 - \Delta \frac{\eta_{loss}^{ti}}{2}}{1 + \Delta \frac{\eta_{loss}^{ti}}{2}} \mathbb{Z} \quad (41)$$

$$\chi_2^{ti} \equiv \frac{1}{1 + \Delta \frac{\eta_{loss}^{ti}}{2}} \quad (42)$$

Dans (40), $Se_{-}^{(t-1)i}, Se_{+}^{(t-1)i}$ sont des limites d'énergie stockée supérieure / inférieure dans l'unité de stockage i à la fin de la période $t - 1$ (calculé de manière endogène), Se^{-ti0} est une énergie stockée prévue dans l'unité de stockage i au début de la période t , Se_{Δ}^{ti0} est l'augmentation nette de l'énergie stockée en raison de la charge ou de la décharge pour l'unité i au moment t , p^{ti} est un paramètre qui détermine le poids dans la limitation de stockage, où les limites de répartition de stockage sont calculées par rapport à un poids moyen des limites endogènes de la période précédente, Se_{-}^{ti}, Se_{+}^{ti} sont les énergies stockées initiales attendues ($p^{ti} = 0$) pour l'unité de stockage i à la période t .

L'énergie stockée Se_F^{ti0} pour l'unité de stockage i à la fin de la période t détermine l'énergie stockée au début de Se_I^{ti0} et les injections dans cet état, où les pertes sont considérées comme proportionnelles à l'énergie moyenne stockée au cours de la période. Elle s'exprime dans (43).

$$Se_F^{ti0} = Se_I^{ti0} + Se_{\Delta}^{ti0} - \Delta \eta_{loss}^{ti} \left(\frac{Se_I^{ti0} + Se_F^{ti0}}{2} \right) = \chi_1^{ti} Se_I^{ti0} + \chi_2^{ti} Se_{\Delta}^{ti0} \quad (43)$$

Les pertes de stockage sont en (44).

$$Se_{loss}^{ti} = \Delta \eta_{loss}^{ti} Se_F^{ti} \quad (44)$$

Dans le cas où il est attendu que l'énergie stockée à la fin de la période observée est égale à l'énergie stockée initiale (fonctionnement cyclique du système de stockage), la contrainte est décrite dans (45) et (46).

$$Se_F^i = Se_0^i \quad (45)$$

$$Se_F^{0i} \leq Se_0^i \leq Se_{max}^{0i} \quad (46)$$

Ceci est fait afin d'éviter l'épuisement de la batterie à la fin de l'horizon temporel, et assurer la résilience d'alimentation du microréseau en cas d'accident. Cette contrainte de périodicité sur l'état va être aussi ajoutée dans les contraintes de l'OPF de la MINLP du microréseau développé.

3.4.6.6 MINLP : Contraintes de la participation aux services auxiliaires

Les contraintes de la participation aux services auxiliaires sont décrites dans (47) :

$$\begin{cases} b_+^{tis} Sa_{+min}^{tis} \leq Sa_+^{tis} \leq b_+^{tis} Sa_{+max}^{tis} \\ b_-^{tis} Sa_{-min}^{tis} \leq Sa_-^{tis} \leq b_-^{tis} Sa_{-max}^{tis} \end{cases} \quad (47)$$

où b_+^{tis}, b_-^{tis} sont les états d'engagement binaire pour l'unité i pendant la période t , lors de la participation au service auxiliaire s (1 si l'unité est en ligne, 0 hors ligne), $Sa_{-min}^{tis}, Sa_{+min}^{tis}, Sa_{-max}^{tis}, Sa_{+max}^{tis}$ sont les limites de l'injection et de l'extraction active de l'unité i pendant la période t , lors de la participation au service auxiliaire s .

3.4.6.7 FO d'OPF MINLP pour le MRCI (vue détaillée).

La version détaillée de FO est présentée dans (48).

$$\begin{aligned} \min f(x) = & \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} [C_{g_+}^{ti} (g_+^{ti}) + C_{g_-}^{ti} (g_-^{ti})] + C_{s0}^T S_0 - (C_{ts0}^T S_0 + C_{tc}^T p_c \\ & + C_{td}^T p_d) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{s \in H} [C_{sa_+}^{tis} (Sa_+^{tis}) + C_{sa_-}^{tis} (Sa_-^{tis})] \end{aligned} \quad (48)$$

La résolution optimale d'OPF doit assurer la valeur minimale de la FO pour toutes les unités i de I , pour toutes les périodes t de T , pour toutes les participations au service système s de H .

3.4.7 Prix marginal moyen localisé (LAMP)

Le cadre de référence de l'OPF développé est de minimiser le **Prix Marginal Moyen Localisé (LAMP, Locational Average Marginal Price)**. Le **LAMP** est la valeur moyenne du **Prix Marginal Localisé (LMP, Locational Marginal Price)** au différent nœud du réseau électrique pour une période donnée. Il est possible d'exprimer aussi le **LMP** comme le prix fictif de l'équation du bilan énergétique du modèle de répartition économique [223]. Le **LMP** est un moyen de montrer la valeur de l'énergie électrique à différents endroits, en tenant compte des schémas de charge, de génération et des limites physiques du système de transmission [224]–[226]. Le **LMP** reflète une dureté plus élevée pour fournir une unité de puissance supplémentaire à un nœud spécifié. Cela peut être dérivé du transfert de puissance d'autres générateurs, pour alimenter de grandes charges ou, peut-être, être causé par la congestion et les pertes.

Le **LMP** comprend les trois principaux éléments suivants [227]:

- **La composante énergétique** est le prix de l'énergie électrique au « *point de référence* », qui représente la moyenne pondérée en fonction de la charge des prix des nœuds du système.
- **La composante d'encombrement** reflète le coût marginal de l'encombrement à un nœud donné ou à un nœud externe, par rapport à la moyenne pondérée en fonction de la charge des prix des nœuds du système. La composante de congestion d'un prix zonal est la moyenne pondérée des composantes de congestion des prix nodaux qui composent le prix zonal.
- **Le composant de perte de puissance** à un nœud donné ou à un nœud externe reflète le coût de la perte de puissance à cet emplacement, par rapport à la moyenne pondérée en fonction de la charge des prix des nœuds du système. La composante de perte de puissance d'un prix zonal est la moyenne pondérée des composantes de perte de puissance des prix nodaux qui composent le prix zonal.

Le **LAMP** est utilisé comme le critère principal à minimiser pour la **FO** développée.

3.5 Évaluation OPF : Prise en compte de l'incertitude de prévision

L'optimisation de l'utilisation des **DER** et des flux d'énergie dans le système électrique définit un haut niveau de sécurité et de fiabilité parmi les objectifs liés au fonctionnement normal du système électrique [228]. Une des données principales d'entrée de la planification opérationnelle est l'estimation de la consommation et de la génération d'**ER** horaire ou quotidienne [229]. Une plage de données choisie peut compter des jours, des mois ou des années. L'assurance d'une prévision de consommation ou de génération d'**ER** à court terme a un impact sur tous les éléments opérationnels du système (transport et distribution, marché de l'énergie, engagement d'unité, etc.). L'analyse de la qualité du modèle de prévision est directement liée à une erreur de prévision inhérente. De manière générale, les erreurs de prévisions sont liées à plusieurs facteurs comme la saisonnalité, le climat, les heures de la journée, aux types de jours et des facteurs aléatoires [230], [231].

La détermination d'une limite d'erreur acceptable pour les modèles de prévision est importante et utile. L'erreur se varie selon les caractéristiques régionales et les domaines d'application. L'impact de l'erreur de prévision de la consommation à court terme sur le système électrique peut supposer deux aspects principaux.

- **Surestimation** de la demande électrique. Il réduit principalement l'efficacité de la production, car, basés sur l'engagement unitaire pour le niveau de consommation attendu, une série de générateurs attendent une demande qui ne se produira pas.
- **Sous-estimation** de la demande électrique. Dans ce cas-là, le système ne peut pas être préparé en termes de génération, avec des réserves de sécurité, influençant un effet séquentiel. Dans les extrêmes, cela peut impliquer des réductions de la consommation (délestage, déconnexion d'urgence des consommateurs, etc.) [232].

La recherche comme [233] a proposé une étude de l'impact des erreurs de prévision de consommation sur les interruptions du système, en reliant les coûts des générateurs en préfonctionnement et l'énergie non fournie. La référence [234] présente une analyse de

l'erreur de prédiction dans la prise de la décision de l'engagement d'unité. Les résultats ont indiqué que les erreurs de sous-estimation permanentes ont un effet plus difficile sur les coûts d'exploitation, surtout quand il est supérieur à 5%. Les références [208] et [235] cherchaient à présenter un résultat synthétisant cette relation entre l'erreur de prévision de consommation et l'impact économique sur le fonctionnement des systèmes. Pour une erreur de prévision de consommation comprise entre 0% et 5%, l'impact économique présente une croissance linéaire environ 8,5 fois inférieure à l'explosion causée par des erreurs supérieures à 5%.

Comme indiqué précédemment, toutes les méthodes de prévision de données comportent des erreurs de prévision. Seulement certains travaux tiennent compte des incertitudes des prévisions dans la gestion des microréseaux. L'analyse des incertitudes permet de calculer le « *matelas de sécurité* » du système sous considération [152]. Dans [236], les auteurs ont résolu le problème de l'**OPF** en considérant l'impact des incertitudes des données de prévision du vent, du **PV** et de la consommation. L'**OPF** développé était basé sur la minimisation du coût d'ajustement moyen.

Pour évaluer l'impact des erreurs de prévision donné, la majorité des études utilisent des générateurs de valeurs aléatoires avec un respect de sa distribution [237]. Comme décrit dans la section 3.4.2, l'incertitude peut être aussi générée par les méthodes diverses comme le modèle de mélange gaussien personnalisé [184], la simulation de Monte-Carlo [185]–[187], la méthode cumulative [188], etc.

La méthode de la **Simulation Monte-Carlo (MCS, Monte-Carlo Simulation)** est un moyen d'évaluer l'impact de l'incertitude d'estimation des paramètres du système dans un large éventail de situations. La méthode est généralement utilisée pour estimer la plage de changements dans les résultats et la fréquence relative des valeurs sur cette plage pour les valeurs quantitatives, telles que le coût, la durée, la productivité, la demande, etc. Cette méthode est utilisée dans des situations où les résultats ne peuvent pas être obtenus par des méthodes analytiques et où il existe une forte incertitude sur les données d'entrée ou de sortie. Dans [238], la **MCS** a été utilisé pour évaluer l'**OPF** sous des incertitudes de génération de la consommation. Dans [239], la **MCS** a été utilisée pour générer les incertitudes dans la programmation du jour à venir. Pour évaluer le fonctionnement du **MRCI**, la méthode de simulation Monte-Carlo a été utilisée dans les travaux de cette thèse.

3.5.1 Simulation Monte-Carlo (MCS) vers la programmation robuste

La méthode Monte-Carlo a été inventée par des scientifiques travaillant sur la bombe atomique dans les années 1940, qui l'ont nommée pour la ville-capitale de Monaco célèbre pour ses casinos et jeux de hasard. Il s'agit d'une méthode polyvalente pour analyser le comportement d'une activité, d'un plan ou d'un processus qui implique une incertitude comme une demande incertaine ou variable du marché, des coûts fluctuants, des variations dans un processus de fabrication, des effets météorologiques sur les opérations, des tendances des stocks, le développement d'un nouveau médicament ou le forage d'un puits de pétrole [240].

La **MCS** est une méthode permettant d'évaluer itérativement un modèle déterministe à l'aide d'ensembles de nombres aléatoires comme les entrées. Cette méthode est souvent

utilisée lorsque le modèle est complexe, non linéaire, ou implique plusieurs paramètres non définis. Une simulation peut généralement impliquer des centaines de milliers d'évaluations du modèle. Cette tâche dans le passé n'était pratiquée que par l'utilisation de super ordinateurs. La **MCS** est classée comme une méthode d'échantillonnage parce que les entrées sont générées au hasard à partir de distributions de probabilités pour simuler le processus d'échantillonnage d'une population de données réelle. En utilisant des entrées aléatoires, le modèle déterministe peut être couvert dans un modèle stochastique [241].

Les données générées par la simulation peuvent être représentées sous la forme de distributions de probabilité (ou histogrammes), converties en barres d'erreur, en prédictions de fiabilité, en zones de tolérance ou en intervalles de confiance. Les étapes de la **MCS** correspondant à la propagation de l'incertitude sont assez simples, et peuvent être facilement mises en œuvre dans Excel pour des modèles simples [242].

Les étapes de la modélisation des incertitudes de la prévision de la **MCS** sont spécifiées sur la Figure 32.

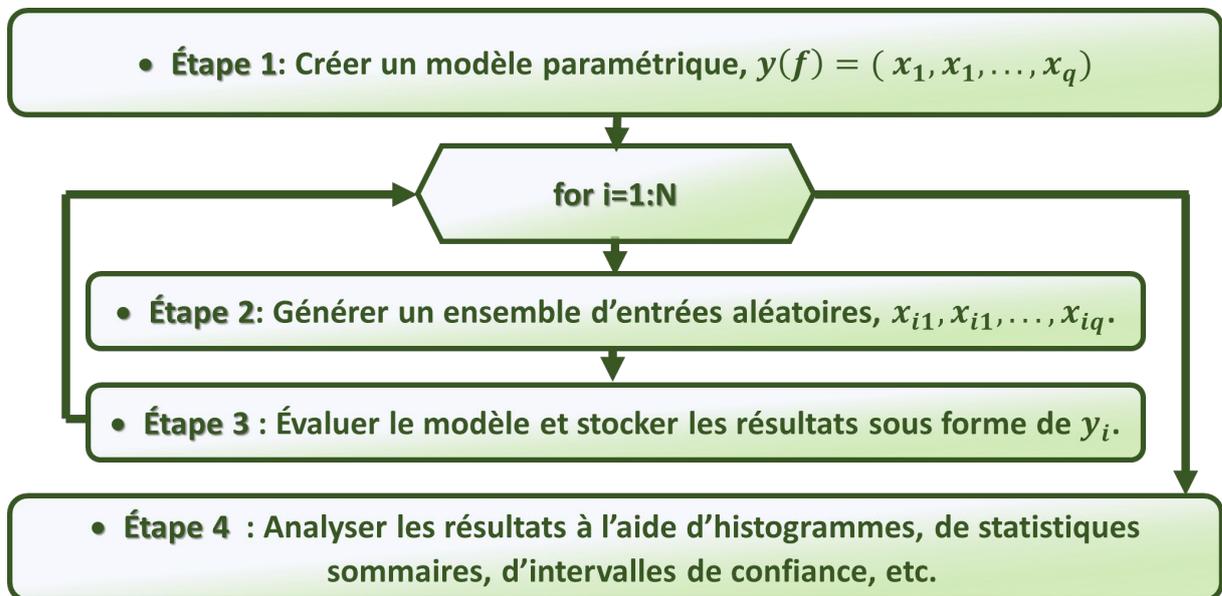


Figure 32 : Étapes de modélisation des incertitudes de prévision de simulation Monte-Carlo.

Au cours d'une simulation de Monte-Carlo, les valeurs sont échantillonnées au hasard à partir des distributions de probabilités de données d'entrée. Chaque ensemble d'échantillons est appelé itération, et les données résultantes de cet échantillon sont enregistrées. La simulation de Monte-Carlo les enregistre des centaines ou milliers de fois, et le résultat représente une distribution de probabilités des résultats possibles. De cette façon, la **MCS** fournit une vue beaucoup plus complète de ce qui peut arriver. Il indique non seulement ce qui pourrait arriver, mais aussi la probabilité que cela se produise [243].

Les avantages de la **MCS** sont suivants :

- **Résultats probabilistes** : Les résultats montrent non seulement ce qui pourrait arriver, mais aussi la probabilité que chaque résultat soit probable.

- **Résultats graphiques** : En raison des données générées par la **MCS**, il est facile de créer des graphiques de différents résultats et leurs chances d'apparition. Ceci est important pour communiquer les conclusions à d'autres intervenants.
- **Analyse de sensibilité** : Avec seulement quelques cas, l'analyse déterministe rend difficile la vision des variables qui ont le plus d'impact sur le résultat. Dans la **MCS**, il est facile de voir quelles entrées ont le plus d'effet sur les résultats de la ligne de fond.
- **Analyse de scénarios** : Dans les modèles déterministes, il est très difficile de modéliser différentes combinaisons de valeurs pour différentes entrées et pour voir les effets de scénarios différents. À l'aide de la **MCS**, les analystes peuvent voir exactement quelles entrées avaient les valeurs unifiées lorsque certains résultats se sont produits. C'est inestimable pour poursuivre une analyse plus approfondie.
- **Corrélation des entrants** : Dans la **MCS**, il est possible de modéliser les relations interdépendantes entre les variables d'entrée. Il est important que l'exactitude représente la relation comme quoi en réalité, lorsque certains facteurs montent, d'autres montent ou descendent en conséquence.
 - La **MCS** permet de contourner la complexité de la résolution des problèmes par des méthodes analytiques (trigonométrie, calcul, etc.).
 - La **MCS** permet de donner des solutions à des problèmes trop coûteux à calculer à l'aide de méthodes numériques standard.
 - La **MCS** est facile à distribuer à plusieurs processeurs ou un **Processeur Graphique (GPU, Graphics Processing Unit)**.

Inconvénients de la **MCS** :

- ❖ Auparavant, la simulation a été très chère et longue pour construire. Le problème a presque disparu avec les progrès modernes de la technologie informatique et le développement de procédures de génération de données basées sur le principe de l'hypercube latin. Il permet de raccourcir le temps de traitement dans de nombreux cas [244].
- ❖ Il est facile à utiliser la simulation en l'étirant au-delà des limites de la crédibilité. Le problème est particulièrement évident lors de l'utilisation de paquets de simulation commerciale en raison de la facilité d'utilisation et du manque de familiarité avec les hypothèses et les restrictions sous-jacentes. Graphiques lisses, animation, tables, etc. peuvent tenter l'utilisateur d'attribuer une crédibilité injustifiée à la production, car la solution analytique fournit des valeurs exactes.
- ❖ La méthode suppose que l'incertitude des données peut être décrite par une distribution connue.

La vérification et la validation sont des éléments essentiels de la mise en œuvre pratique de la **MCS**. La vérification porte sur la question de savoir si le logiciel implémente correctement un modèle spécifié. La validation se rapporte à la question de savoir si le modèle de simulation (parfaitement codé) est une représentation acceptable.

L'application de la **MCS** est très large. Les cas le plus communs sont l'utilisation de méthodes Monte-Carlo pour modéliser les problèmes physiques qui permettent d'examiner les systèmes les plus complexes. L'autre cas est une résolution simple d'équations décrivant

les interactions entre deux atomes. Il est impossible de résoudre les mêmes équations pour des centaines ou des milliers d'atomes. Avec les méthodes de Monte-Carlo, un grand système peut être échantillonné dans un certain nombre de configurations aléatoires, et que les données peuvent être utilisées pour décrire le système dans son ensemble.

3.5.1.1 MCS : Formulation mathématique

La base de la modélisation statistique est la procédure utilisée pour modéliser des variables et des fonctions aléatoires. Elle est appelée la méthode de test statistique (méthode de Monte-Carlo).

La représentation générale de la méthode **MCS** peut s'écrire ainsi (49).

$$\theta = \int y(x)p(x)dx \approx \tilde{\theta} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y(x_i), \quad x_i \approx p(x) \quad (49)$$

Le résultat est recherché comme l'espérance mathématique d'une variable aléatoire y , qui est le plus souvent une fonction non aléatoire d'une variable aléatoire X ayant une distribution $p(x)$ [245]. L'expression non rigide « *variable aléatoire X a une distribution $p(x)$* » et la notation $X \sim p(x)$ signifient pour une variable aléatoire continue que sa densité de probabilité est $p(x)$. Pour une fonction aléatoire discrète, la fonction $p(x)$ doit être comprise comme une fonction de probabilité. Ainsi, pour une variable aléatoire discrète, l'intégrale (49) est remplacée par la somme $S : y(x)p(x)$, dans laquelle la sommation est effectuée sur toutes les valeurs possibles de X . La fonction $y(x)$ peut avoir plusieurs arguments, c'est-à-dire dépendent de quelques variables aléatoires. Dans ce cas, la notation (49) reste valable, seule l'intégrale doit être considérée comme multidimensionnelle, X doit être considéré comme un vecteur, et $p(x)$ - comme une probabilité de densité (ou fonction) multidimensionnelle. Une estimation approximative de l'attente mathématique inconnue, qui coïncide avec le résultat souhaité, est trouvée comme la moyenne arithmétique des résultats d'expériences indépendantes. Cela se reflète sur le côté droit de (49). Selon la loi des grands nombres, la moyenne arithmétique est similaire à l'attente mathématique [246].

Dans chaque expérience, la réalisation x de la variable aléatoire X est pris (dans l'expérience i , l'implémentation est x_i) conformément à la distribution $p(x)$. De cette manière, la valeur de la fonction est calculée sous la forme $y(x)$. L'indice i souligne également que pour chaque (i -ème) implémentation du processus, les arguments constituant le vecteur X ont leurs propres valeurs aléatoires. La valeur suivante calculée $y(x_i)$ est ajoutée à la somme cumulée $S y(x_i)$. Ceci conclut une autre expérience. Après avoir effectué N expériences, le score final est calculé sous la forme du côté droit de l'expression (49). Les expériences sont répétées jusqu'à ce que la variance de l'estimation $\tilde{\theta}$ diminue jusqu'à la valeur requise, en fonction de l'erreur admissible et du coefficient de confiance. Le choix de N doit assurer un compromis entre précision de simulation et temps de calcul [230]. Selon [232], le critère de simulation d'arrêt est présenté dans l'équation (50).

$$\frac{\sigma(X)}{\sqrt{NE(X)}} \leq \varepsilon \quad (50)$$

Dans l'équation (50), $E(X)$ et $\sigma(X)$ sont la valeur moyenne de paramètre sous contrôle pour le jour simulé et son écart-type, N est le nombre d'échantillons de simulation et ε est l'erreur de simulation maximale autorisée choisie.

La méthode **MCS** est souvent utilisée pour estimer la valeur de la **FO** probabiliste d'optimisation [247]. À l'aide de la distribution des données des composants, un **MCS** génère ses observations. Le modèle d'optimisation résout N fois la **MCS**, pour obtenir N observations des données des composants requis [248]. Ce processus de résolution s'arrête lorsque le nombre d'itérations atteint la limite (ou critère d'arrêt), ou que la solution optimale a été trouvée.

3.6 Système développé de gestion MRCI optimal

La section précédente a souligné l'importance de l'application des technologies modernes pour atteindre un haut niveau d'efficacité dans la gestion de l'énergie des systèmes électriques modernes (**MRCI**). Une des solutions les plus efficaces est d'appliquer de manière consécutive (pas à pas) les systèmes : de prévision des données, d'optimisation et de recherche de solution optimale de gestion prédictive et de vérification (d'évaluation) de la faisabilité de solution développée. Le système de gestion optimal des systèmes électriques d'aujourd'hui doit prendre en compte aussi l'aspect des offres possibles de la flexibilité pour les fournir au **DG**. Cela va permettre de créer une stratégie de gestion prédictive de microcommunauté. Comme écrit précédemment, les plateformes de marchés locaux d'électricité et de flexibilité (**LEM** et **LFM**) exigent un accord préliminaire sur les volumes et les services à effectuer (généralement une journée à l'avance **J+1**). Cela explique le choix d'application de modèle de gestion prédictive de **MRCI**. La vision générale de l'algorithme de la gestion prédictive développée est présentée sur la Figure 33. Plus en détail, les étapes de l'algorithme développé et les technologies appropriées seront décrites dans les chapitres suivants.

3.6.1 Description du système

La Figure 34 présente la vision algorithmique principale du système de définition de la stratégie prédictive de gestion **MRCI** développée. L'algorithme est formé de deux parties principales : la partie préparatoire $J - 1$ (création de la stratégie) qui est constitué à son tour des étapes de « **Prévision** », « **SS de flexibilité** », « **Optimisation** » et « **Évaluation** ». La deuxième partie est la gestion directe de **MRCI** en temps réel dans le $J + 1$ par la stratégie développée dans la partie préparatoire. Ce système représente la stratégie de **Flux de Puissance Optimal Jour à l'Avance (DA-OPF, Day-Ahead Optimal Power Flow)**.

La première étape « **Prévision** » génère la prévision des données de **MRCI** pour $J + 1$ par

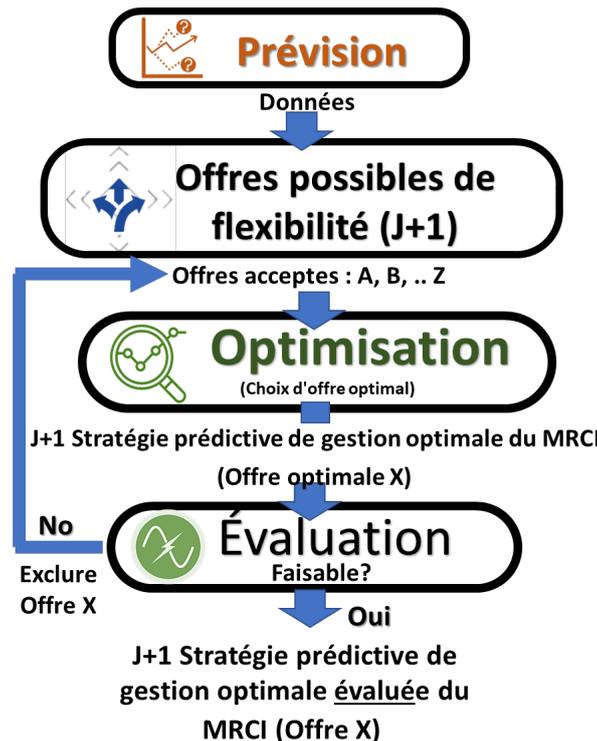


Figure 33 : Vue générale de l'algorithme de la gestion **MRCI** développée.

la séquence « **Prévision de données $J + 1$** ». Puis, la séquence « **Analyse des possibilités des SS de flexibilité** » définit les offres des **SS** de flexibilité possibles à fournir au **DG**. Il les envoie en forme d'enchères au **LFM**. Le **LFM** à son tour confirme les offres qui lui conviennent et refuse les autres. Les offres confirmées et les données générales du système électrique entrent dans la séquence « **OPF** » (« **Optimisation** »). La séquence « **OPF** » effectue l'optimisation mathématique des paramètres considérés et parmi un grand nombre de stratégies possibles de gestion (et offres des **SS** de flexibilité confirmés), en trouve une, qui, de manière globale, va amener plus d'avantages pour **MRCI** en respectant ses contraintes et ses limitations. Si la résolution existe, la séquence « **OPF** » définit cette stratégie prédictive de gestion optimale **DA – OPF_{J+1}** pour l'offre de **SS** qui a été choisie par l'optimisation. Dès que la solution optimale est trouvée, il doit être évalué par la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** » pour confirmer sa faisabilité. Ce système évalue l'influence possible des erreurs de prévision de l'étape « **Prévision** » sur l'opération de **MRCI**.

Si la stratégie de gestion optimale développée passe avec succès la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** », il est considéré qu'avec une forte probabilité elle est faisable et ne va pas amener le **MRCI** vers un collapse d'alimentation. Le **LFM** reçoit alors la confirmation du côté de l'**Agrégateur (EMS)** de **MRCI** pour l'offre de **SS** choisie. La stratégie développée est établie pour la gestion de **MRCI** pour $J + 1$. Si la stratégie prédictive a été rejetée par la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** » (en cas de son instabilité ou infaisabilité), l'algorithme revient vers la séquence « **OPF** », et recommence la recherche d'une autre stratégie d'opération, mais sans prendre en considération l'offre **SS** choisie et rejetée par l'optimisation précédente.

La partie « **Gestion MRCI $J + 1$** » consiste à appliquer la stratégie **DA – OPF_{J+1}^e** développée sur la gestion de **MRCI** pour $J + 1$. Ci-dessous est décrit en détail chaque système et chaque étape intermédiaire de l'algorithme développé présenté dans la Figure 34.

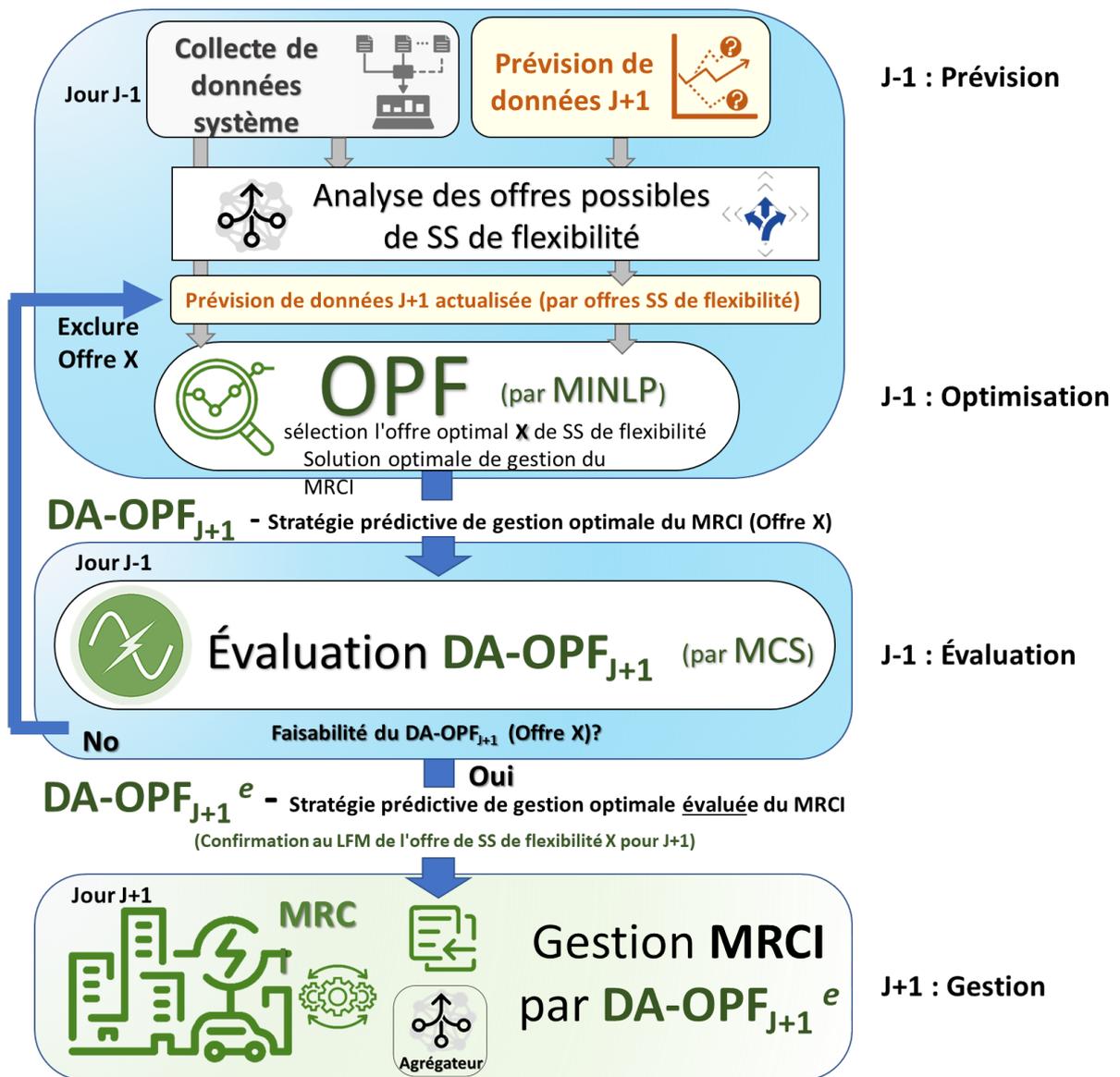


Figure 34 : Algorithme principal du système de définition de la stratégie prédictive de gestion MRCI développée (DA-OPF).

3.6.2 Système de prévision des données

Les données historiques et leur analyse sont nécessaires pour comprendre l'incertitude, aider aux exploitants et planificateurs à éviter les réserves inutiles et optimiser la gestion.

La séquence « **Prédiction de données J + 1** » comprend le réseau LSTM d'apprentissage en profondeur (DL) décrit dans la section 3.2.2. Il est considéré que deux types de données de MRCI sont à prévoir : la génération PV et la consommation électrique de pour J + 1. Pour cela, le LSTM récite les données historiques de longue durée (mois, années) pour chaque type de données de prévision. Ces données sont généralement représentées par la séquence de valeurs de paramètre sous prévision (dans notre cas, ce sont les données historiques d'énergie générées par PV et l'énergie consommée par MRCI pour des périodes précédentes avec une heure / une demi-heure de résolution). Ils sont accouplés par les données supplémentaires

comme les données historiques de météo et de conditions climatiques pour le lieu donné (avec la même résolution de pas de temps). La Figure 35 présente la séquence « **Prévision de données $J + 1$** » et indique son positionnement dans l'algorithme principal développé (Figure 34).

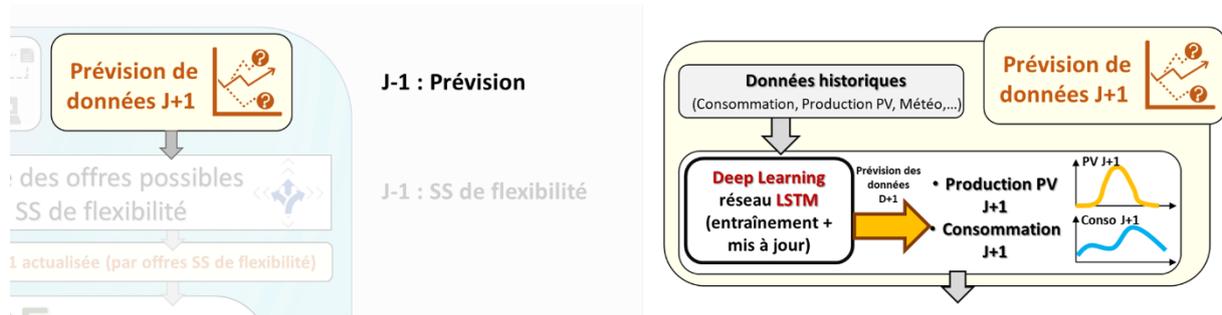


Figure 35 : La séquence « **Prévision de données $J + 1$** » sur l'algorithme principal développé.

La séquence des données historiques des valeurs prévisibles entre dans le réseau **LSTM** pour l'entraîner et le tester selon la méthode décrite précédemment. Une fois le réseau de neurones entraîné, il est capable de générer une prévision de données pour la période à venir. Dans l'algorithme principal développé, au moment J , la valeur de paramètre prévisionnel de jour avant $J - 1$ et la prévision des conditions climatiques pour $J + 1$ sont connus. Ces données entrent dans le réseau de **LSTM** qui génère la prévision de données pour $J + 1$ sur la base de réseau déjà entraîné. Pour générer la prévision de données de la consommation de **MRCI**, les données historiques de consommation et de température environnementale sont utilisées. Pour générer la prévision de données de génération **PV** pour $J + 1$, les données historiques de la génération **PV**, les données de température environnementale et les conditions climatiques. Ces éléments sont utilisés en raison de leur grande influence sur la génération **PV**. Les données de prévision obtenues entrent à l'étape suivante : la séquence « **Analyse des possibilités de SS de flexibilité** ».

3.6.3 Analyse des offres possibles de services système de flexibilité

Avant d'entrer dans la séquence « **OPF** », les données prévues de génération **PV** et de consommation **MRCI** de $J + 1$, passent à l'étape « **Analyse des offres possibles de SS de flexibilité** ». Cela est présenté sur la Figure 36.

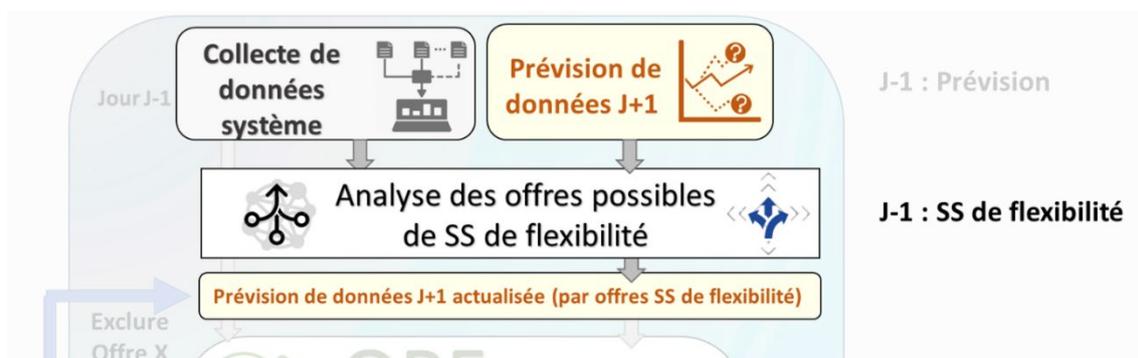


Figure 36 : L'étape « **Analyse des offres possibles de SS de flexibilité** » sur l'algorithme principal développé (Figure 34).

D'abord, il faut connaître la prévision de la consommation totale du **MRCI** pour $J + 1$, les données des états ainsi que les valeurs possibles de la flexibilité des **Prosommateurs** ou **BESS** dans **MRCI**. Ensuite, l'**Agrégateur** pourrait faire des prévisions de possibilités de fourniture des **SS** de flexibilité, qu'il peut probablement assurer pour $J + 1$. La

Figure 37 présente la description complète de l'étape « **Analyse des offres possibles de SS de flexibilité** » développée.

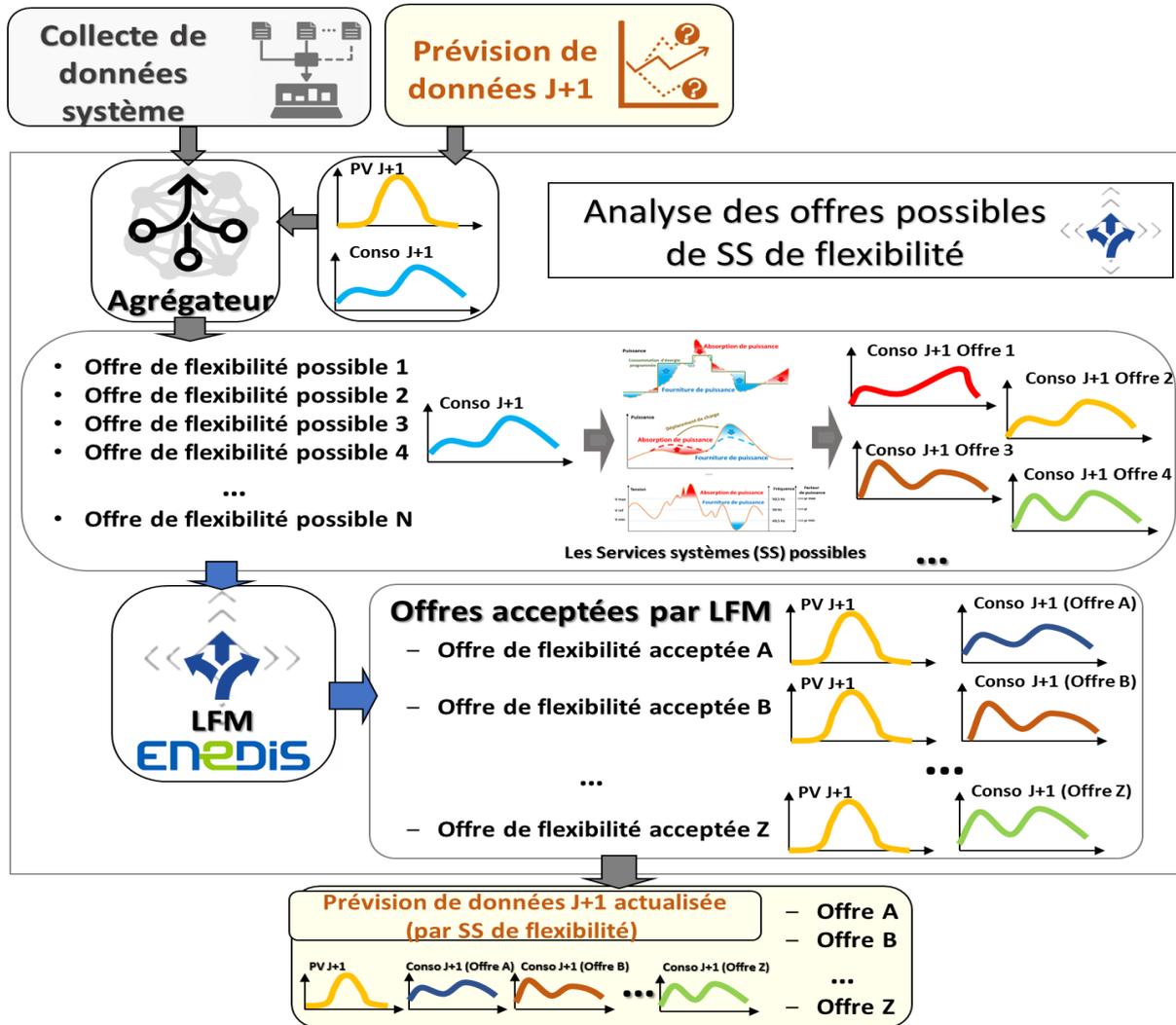


Figure 37 : Description complète de l'étape « **Analyse des offres possibles de SS de flexibilité** ».

Tout d'abord, l'**Agrégateur** définit les **SS** possibles à fournir au **DG** pour $J + 1$. Ensuite, il les envoie en forme d'enchères au **LFM** d'**Enedis**. Dans ces enchères, il y a une description du type de **SS** de flexibilité, sa capacité et son temps de disponibilité (**offres 1,2, 3...**) ainsi que d'autres informations pertinentes. Le **LFM** à son tour obtient des requêtes sur la demande de flexibilité des opérateurs du réseau (**DSO** et **BRP**) et les enchères de plusieurs **Agrégateurs** locaux. En fonction de la flexibilité demandée, le **LFM** choisit les enchères d'un ou plusieurs **Agrégateurs** et d'un ou plusieurs **SS** qui lui convient par volume, prix, et autres paramètres, qui lui permet de couvrir les besoins estimés du **DG** pour $J + 1$. Une fois que l'enchère (ou plusieurs) de l'**Agrégateur** est acceptée, il en reçoit la confirmation par le **LFM**. Il reçoit aussi les données

techniques de ses offres comme le temps et la durée d'application, la rémunération et les pénalités en cas de fourniture réussite ou échec de **SS (offres A, B..)**, etc. Les bases de cet algorithme sont décrites dans la section 2.2.4. Ensuite, le **LFM** attendra la confirmation de l'**Agrégateur** de **SS** qu'il choisira à son tour.

À la fin de l'étape « **Analyse des possibilités de SS de flexibilité** », toutes les données sont regroupées dans le bloc « **Prévision données J + 1 actualisé (par SS de flexibilité)** ». Il contient le profil prévu de la génération **PV** (de la section 0), de la consommation de **MRCI** ajustés par des **SS** de flexibilité acceptés (**offres A, B..**), les paramètres d'application, la rémunération pour chaque offre, etc. Cet ensemble de données entre dans la séquence « **OPF** » d'optimisation.

3.6.4 Stratégie de flux de puissance optimal jour à l'avance (DA-OPF)

Le but de la séquence « **OPF** » développé est de résoudre les problèmes d'optimisation et de trouver la solution la plus économique de manière globale pour minimiser le prix du kilowatt-heure pour **MRCI** (et particulièrement **LAMP**). Pour cet objectif, en fonction des données d'entrée, la séquence « **OPF** » résout le problème d'optimisation formulé mathématiquement qui a été décrit dans la section 3.4.6. Si les résolutions du problème d'optimisation existent, la séquence « **OPF** » choisit la résolution qui assure la **FO** minimale (la plus optimale). Il va définir la stratégie associée à la **FO** optimale comme la stratégie prédictive de gestion **DA – OPF_{J+1}** du **MRCI**. La Figure 38 présente les flux d'information de la séquence « **OPF** » et son positionnement relatif au schéma d'algorithme principal développé (Figure 34).

La Figure 39 représente le schéma détaillé de la séquence « **OPF** » développé pour l'optimisation de la gestion **MRCI**.

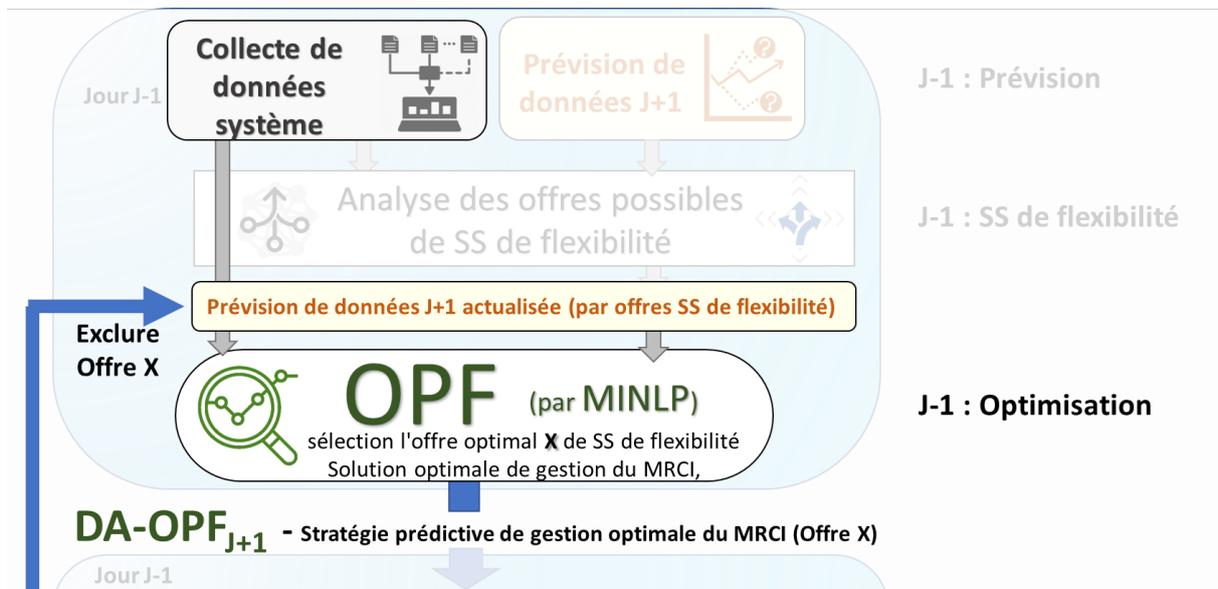


Figure 38 : Les flux d'informations de la séquence « **OPF** » et son positionnement relatif au schéma d'algorithme principal développé.

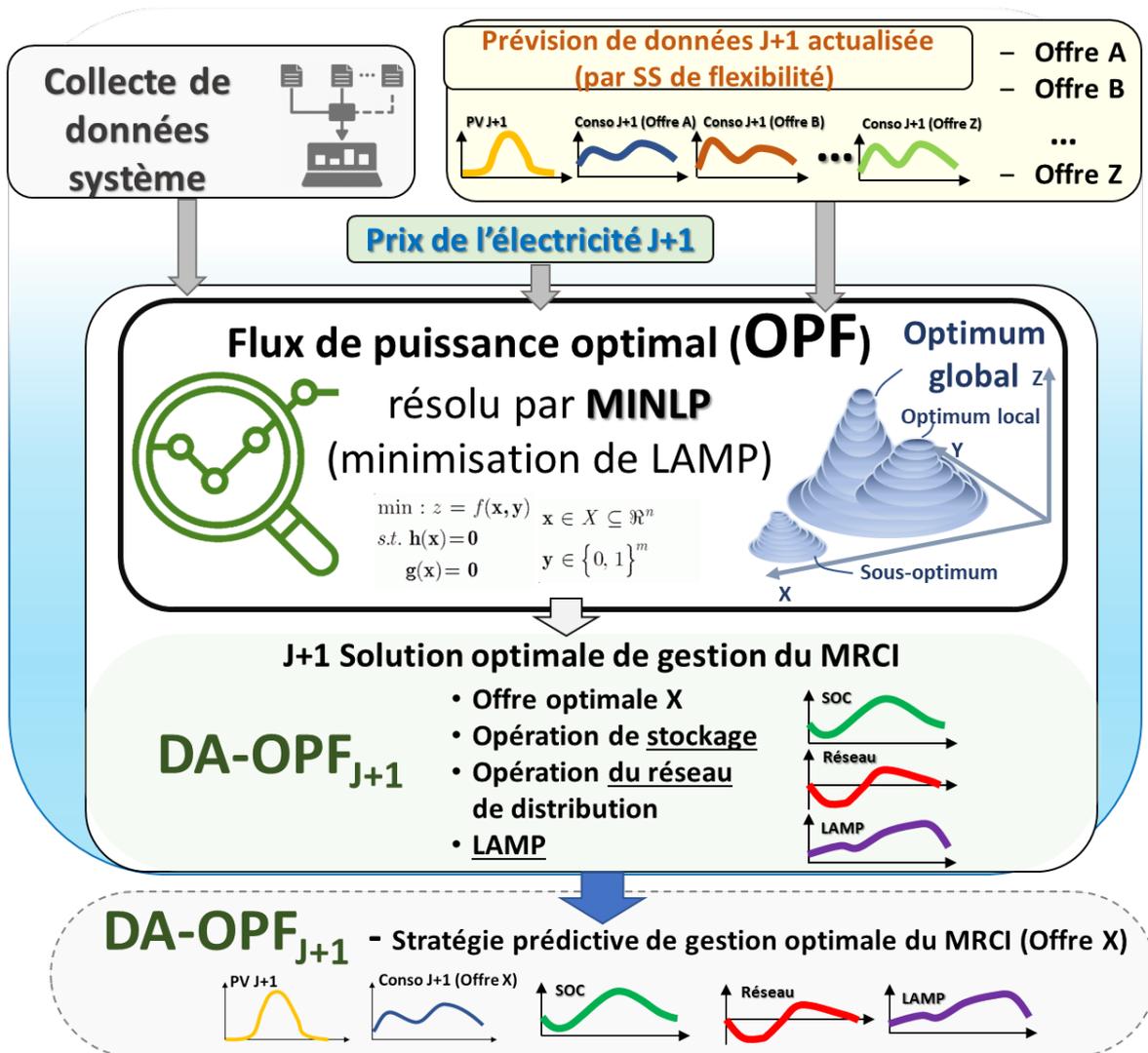


Figure 39 : Description complète de la séquence « OPF ».

Pour chaque offre des **SS** acceptée, le bloc « **Prévision de données J + 1 actualisée (par SS de flexibilité)** » contient toutes les données relatives pour que la séquence « **OPF** » démarre le processus de résolution de la **FO** par la **MINLP**. Si la **FO** d'une offre est résoluble, l'**OPF** garde le résultat d'optimisation et sa valeur de **FO**. Grâce à cette particularité, le système d'optimisation permet de choisir l'une des solutions qui amènera le plus d'avantages pour **MRCI** (la solution qui assure la résolubilité et la valeur de **FO** minimale parmi tous les possibles).

La sortie de la séquence « **OPF** » détermine l'offre de meilleur **SS** adapté soi-disant *X*, son profil de consommation prévu *J + 1* approprié, les profils d'opération du réseau et de **CESS** ainsi que la valeur **LAMP** pour chaque pas de temps considéré de cette **SS**. Ces données composent le **DA – OPF_{J+1}** – la stratégie prédictive de gestion optimale de **MRCI** pour l'offre *X*. Ensuite, cette stratégie développée **DA – OPF_{J+1}** entre dans la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** » pour évaluer sa faisabilité (ou non-faisabilité).

3.6.5 Évaluation DA-OPF

Le but de la séquence « **OPF** » est de définir la solution globale d'opération du **MRCI** pour $J + 1$. Si une solution optimale est trouvée, c'est-à-dire qu'il y a une ou plusieurs stratégies de gestion **MRCI** qui respecte tous les paramètres, contraintes et limites de toutes les unités de **MRCI**. À son tour, la séquence « **OPF** » choisira parmi eux une avec la **FO** minimale. Cependant, dans certains cas, il n'est pas possible de résoudre le problème d'optimisation sans violer certaines limites et contraintes du **MRCI** : les multiples paramètres s'influencent mutuellement, et parfois en en respectant un, il est possible d'obtenir une situation où toutes les autres restrictions ne peuvent plus être respectées, ce qui devient alors dangereux pour l'opération stable de **MRCI**.

Comme indiqué précédemment, les systèmes de prévision de données ont toujours une erreur de prévision. Donc, si la stratégie $DA - OPF_{J+1}$ définie est résoluble avec les données d'entrée prévues (par la séquence « **Prévision de données $J + 1$** »), il n'y a aucune garantie qu'avec des données de mesures réelles au cours de $J + 1$, la stratégie sera résoluble. Les déviations de données d'entrée vont générer une plus grande déviation des données de sortie. En conséquence, il y a une forte possibilité, qu'en opérant le **MRCI** par la stratégie $DA - OPF_{J+1}$ développée, puisse amener à un dépassement de certaines limites et contraintes. Aussi, dans certains cas cela peut créer des conséquences graves au **MRCI** jusqu'à un collapse du système électrique. Autrement dit, si la solution globale de la **FO** pour l'offre X se trouve à la frontière de solvabilité du problème (de stabilité du système électrique), la déviation des données d'entrée (à cause d'erreurs de prévision) pourra alors amener les données de sortie hors de cette frontière (hors de la stabilité du système).

Pour éviter ces conséquences négatives, la séquence « **Évaluation $DA - OPF_{J+1}$** » a été impliqué. Il évalue l'influence d'erreur de prévision sur l'opération et la stabilité possible de **MRCI** pour $J + 1$. La Figure 40 représente le positionnement de la séquence « **Évaluation**

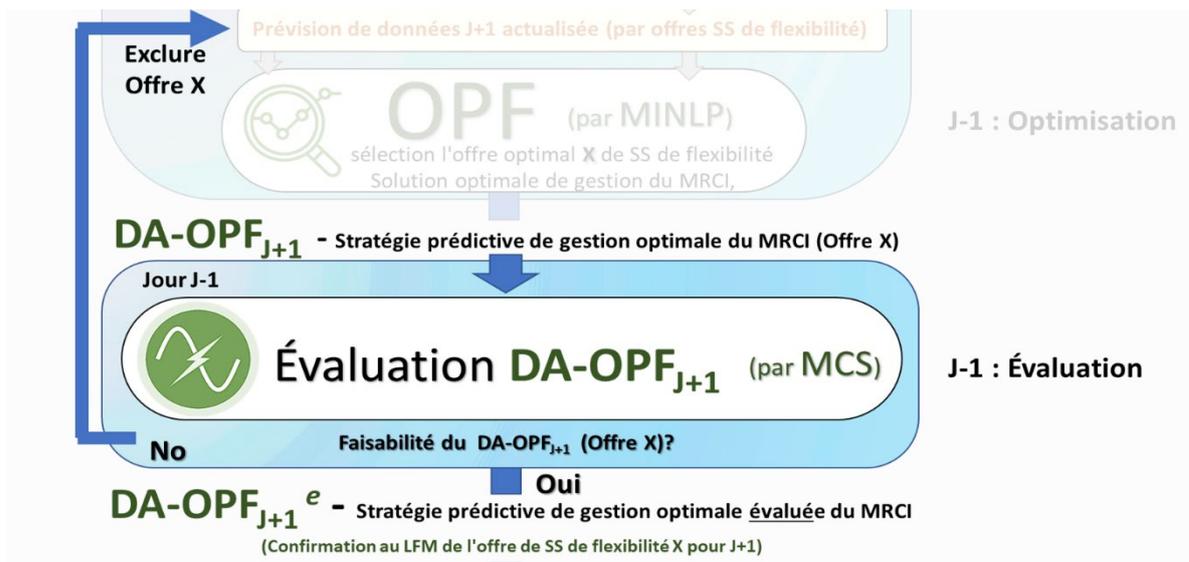


Figure 40 : Les flux d'information de la séquence « **Évaluation DA-OPF** » et son positionnement relatif au schéma d'algorithme principal développé.

$DA - OPF_{J+1}$ » dans l'algorithme principal développé (Figure 34). Ce système teste la stratégie développée en essayant de nombreuses combinaisons de données variables d'entrée dans les limites d'erreur possible de prévision (9). À son tour, cela conduira aux variations de données de sortie différentes. L'évaluation va permettre de vérifier avec une forte possibilité que la **FO** est résoluble pour tous les cas évalués. En conséquence, si cette étape est réussie, cela garantira la stabilité du système pendant l'opération du **MRCI** par $DA - OPF_{J+1}$. Après l'évaluation, la stratégie $DA - OPF_{J+1}$ deviendra la stratégie $DA - OPF_{J+1}^e$ (évaluée) et sera appliqué pour la $J + 1$.

Cette étape assure le fonctionnement du **MRCI** de manière économique et ininterrompue. La Figure 41 décrit plus en détail la séquence « **Évaluation $DA - OPF_{J+1}$** ». Ce système utilise la **MCS** décrit dans la section 3.5.1 pour obtenir des variations possibles d'opération système.

D'abord, la stratégie prédictive de la gestion optimale $DA - OPF_{J+1}$ développée dans l'étape précédente entre dans la séquence « **Évaluation $DA-OPF$** ». Elle contient les données prévues de la génération **PV** pour $J + 1$ (le profil de consommation de **MRCI** actualisé par l'offre du **SS** de flexibilité X), des profils d'opération du système de stockage et de **DG** pour $J + 1$ et ainsi que les valeurs du **LAMP**.

Comme fut souligné dans la section 3.5, la méthode Monte-Carlo est une des solutions les mieux adaptées pour générer les déviations possibles des valeurs de données pour les systèmes électriques. La première étape consiste que le profil **PV** et la consommation rentrent tous deux dans la sous-séquence « **Monte Carlo Simulation** ». En ayant les données prévues et l'erreur de prévision, il est possible de générer des variations de données initiales sur la plage d'erreur de prévision (la distribution des données possibles).

La Figure 42 présente l'algorithme développé pour appliquer la **MCS** pour le but de générer chaque nouveau profil de données sous considération.

D'abord, la sous-séquence « **Monte Carlo Simulation** » reçoit un des profils de données prédites de $DA - OPF_{J+1}$, appelé le $J + 1$ *Prof*. Ensuite, la **MCS** génère une matrice A avec

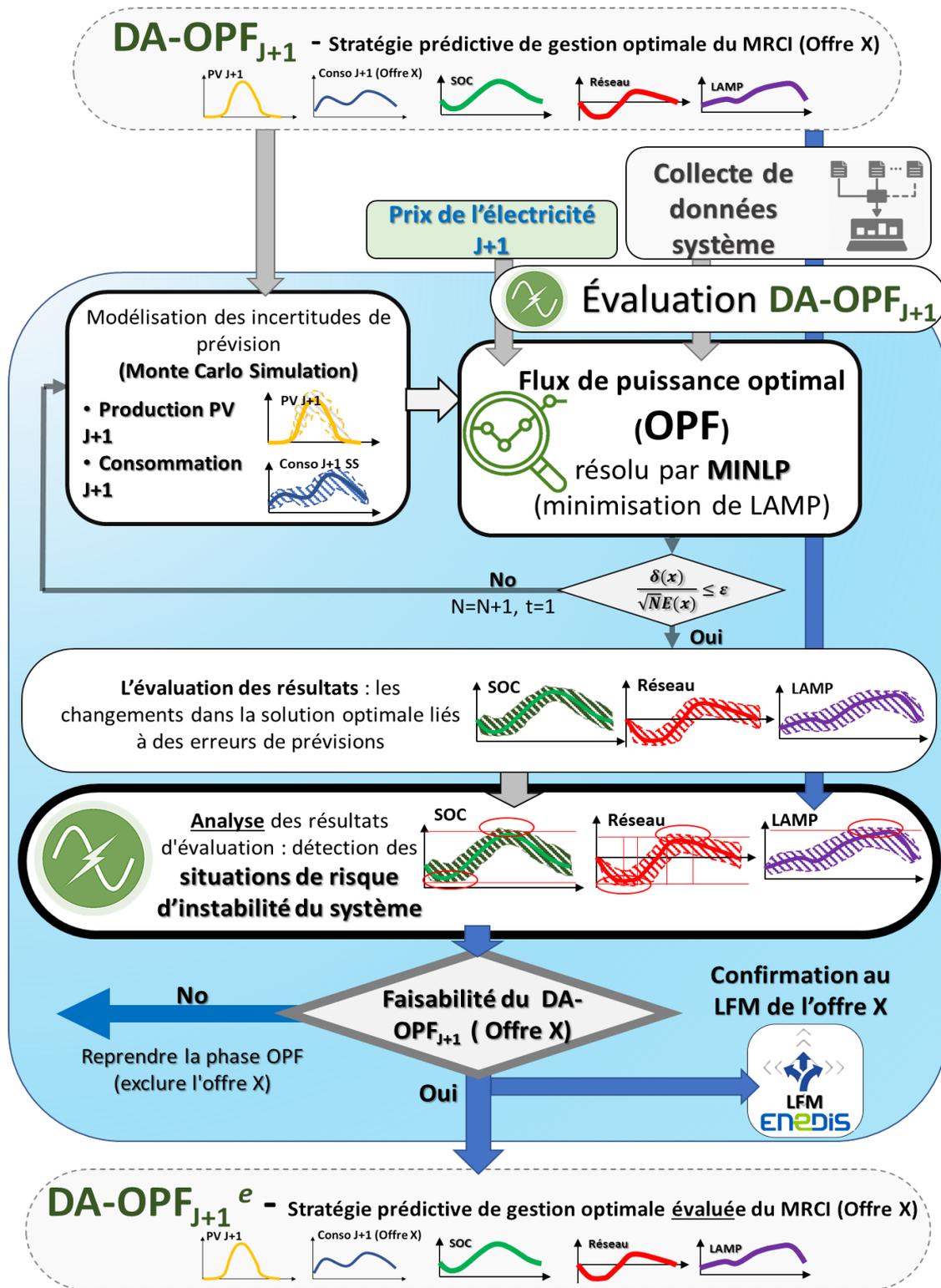


Figure 41 : Description complète de la séquence « Évaluation DA-OPF ».

Les limites pour chaque pas de temps sont les valeurs minimales et maximales possibles de profil de données $J + 1$ Prof décrivent par (51) et (52) :

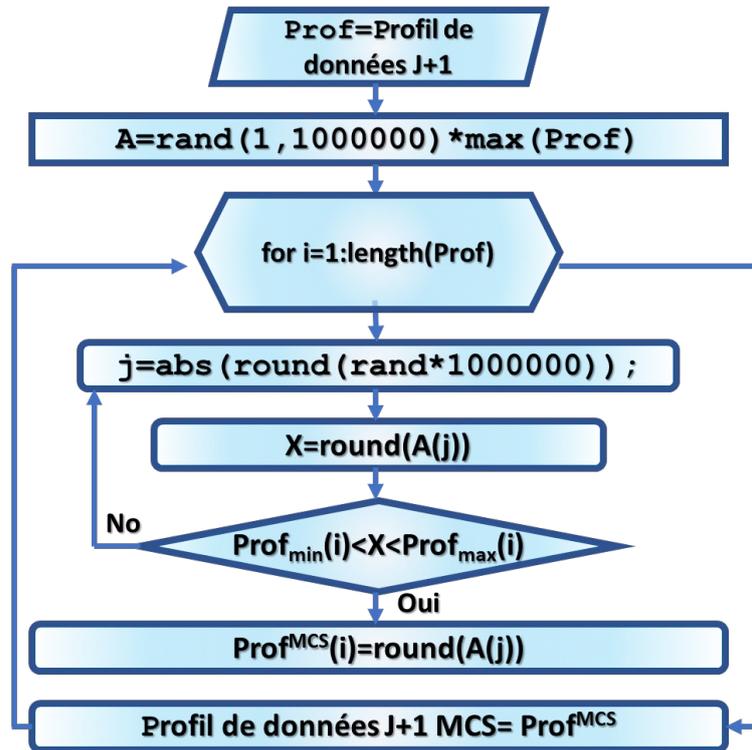


Figure 42 : Modélisation des incertitudes de prévision de données par MCS.

$$Prof_{min}(i) = Prof(i) - \bar{E} \quad (51)$$

$$Prof_{max}(i) = Prof(i) + \bar{E} \quad (52)$$

Dès que ce processus d'attribution des valeurs de sous-séquence « **Monte Carlo Simulation** » est terminé, le profil $Prof^{MCS}$ est attribué. Dans le cas de l'évaluation actuelle, cette procédure est produite pour les profils de la génération **PV** et de la consommation **MRCI**. La **MCS** génère la nouvelle combinaison des paramètres considérés à chaque itération N jusqu'à la fin de l'évaluation.

Une fois les paramètres générés par la sous-séquence « **Monte Carlo Simulation** », ils rentrent dans la sous-séquence « **OPF** » de la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** » (la même formulation mathématique que pour la séquence « **OPF** » décrit précédemment) avec les données du système. Ensuite, la sous-séquence « **OPF** » en trouvant les résolutions globales génèrent le $DA - OPF_{MCS}^N$ pour chaque N -ème cycle. Ce processus est décrit sur la Figure 41. L'évaluation se réplique N fois, afin d'évaluer l'impact possible sur la gestion du **MRCI**, en raison de l'erreur de prévision de données. Le choix de N doit assurer un compromis entre précision de simulation et temps de calcul. Il est présenté dans la section 3.5.1.1. Pour le cas d'étude actuel, $E(X)$ et $\sigma(X)$ de (50) sont respectivement la valeur moyenne de **LAMP** pour le jour simulé et sa valeur d'écart-type. N est le nombre d'échantillons de simulation. ε est l'erreur de simulation maximale autorisée choisie. Enfin, la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** » vérifie que le problème d'optimisation est bien résoluble et que la stratégie $DA - OPF_{J+1}$ ne dépasse pas les limites opérationnelles du **MRCI** pour chaque itération N . Il est possible d'analyser les résultats à l'aide d'histogrammes, de statistiques sommaires, d'intervalles de confiance, etc. Après N itérations réussies, la stratégie de gestion prédictive

$DA - OPF_{J+1}$ développé, devient $DA - OPF_{J+1}^e$ – la stratégie de la gestion prédictive développée évaluée pour le $J + 1$ de **MRCI**. Ensuite, elle est acceptée pour être appliquée pour $J + 1$. En cas de confirmation de faisabilité, le **LFM** va recevoir de l'**Agrégateur** la confirmation de participation dans l'offre X des **SS** de flexibilité. Dès que l'offre est confirmée par l'**Agrégateur**, le **MRCI** va recevoir des profits économiques dans le cas de sa mise en œuvre ainsi que des pénalités en cas d'échec.

Il est possible que pendant le processus d'évaluation de $DA - OPF_{J+1}$, il y ait des états où le solveur (l'optimisation) ne puisse pas résoudre la **FO**. Aussi, il y a certains cas où une valeur opérationnelle dépasse les limites unitaires et les contraintes. Dans ce cas, le $DA - OPF_{J+1}$ d'offre X sera reconnu comme infaisable et tout le processus reviendra vers la séquence « **OPF** » en excluant l'offre X . Cela est indiqué sur les Figure 34 et Figure 41.

La séquence « **OPF** » définira une autre offre de **SS** de flexibilité optimale, développera la nouvelle stratégie de gestion prédictive $DA - OPF_{J+1}$, qui, à son tour, passera encore à travers la séquence « **Évaluation $DA - OPF_{J+1}$** ». Si l'évaluation de nouvelle solution est réussie, cette stratégie d'opération prédictive deviendra le $DA - OPF_{J+1}^e$ et sera accepté pour être appliqué pour $J + 1$. Autrement, il sera requis de recommencer la séquence « **OPF** », comme décrit au-dessus en excluant cette offre.

Si aucune offre de **SS** de flexibilité dont le cas de base ne peut réussir à s'évaluer dans la séquence d'évaluation, ce type de système électrique aura besoin d'une intervention (humaine, **DSO**, etc.) aussi qu'une reconfiguration du système électrique ou une modification de son état d'opération. Le processus d'optimisation doit être répété dès le début avec les données du système actualisé [249].

3.6.6 Gestion de MRCI

La Figure 43 présente la partie « **Gestion** » du **MRCI** et son positionnement dans l'algorithme principal développé (Figure 34).

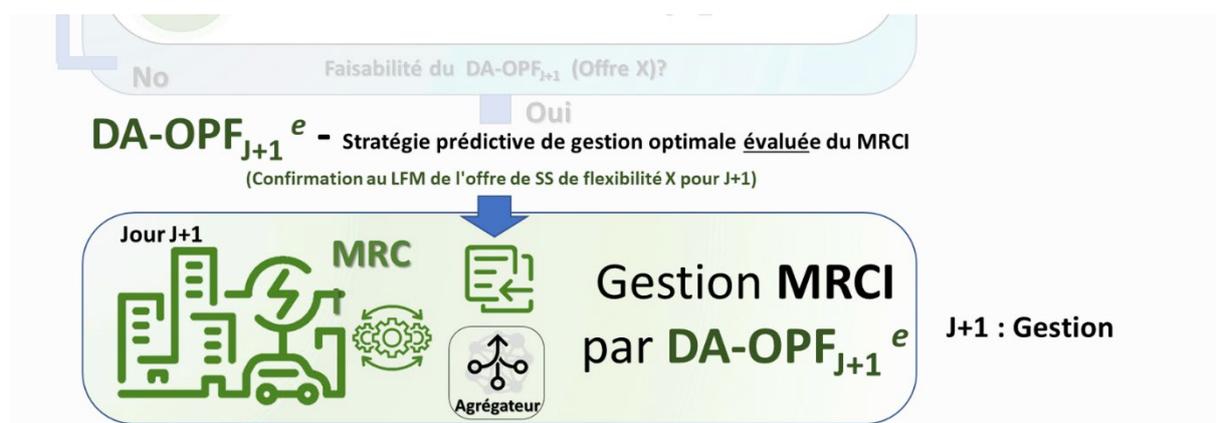


Figure 43 : Les flux d'information de la partie « **Gestion** » du **MRCI** et son positionnement dans l'algorithme principal développé.

Pendant la journée $J + 1$ considéré, le **CESS** du **MRCI** et la consommation flexible vont être opérés par l'**Agrégateur** (**EMS**) selon la stratégie $DA - OPF_{J+1}^e$ défini précédemment. Le

CESS du **MRCI** applique ce profil de la stratégie développée comme une référence de gestion d'énergie chargée / déchargée en fonction du temps. L'**Agrégateur**, à son tour, va gérer les **Prosommateurs** ou la consommation flexible du **MRCI** conformément à l'offre du **SS** de flexibilité du **DA – OPF_{J+1}**^e. En même temps, le jour de la gestion **J + 1** considéré, l'**EMS** du **MRCI** œuvrera sur la définition de la stratégie **DA-OPF** pour J+3.

Conclusion du chapitre

Ce chapitre est consacré aux stratégies d'optimisation des flux énergétiques dans les microréseaux communautaires. Il présente la problématique et les moyens de la résoudre. La seconde partie de ce chapitre a été consacré à la description du système de la gestion optimale d'énergie développée pendant les travaux de cette thèse. Le principe du système de gestion développé a été présenté d'abord de manière généralisée, ensuite il a été démontré la description détaillée des étapes, des systèmes et des sous-systèmes impliqués ainsi que leurs interactions.

Le principe du système de la gestion du microréseau communautaire intelligent (**MRCI**) développé n'est pas très complexe, mais il permet de prendre en considération les technologies pour une gestion efficace. La décomposition des processus en étapes permet de décomposer un système assez complexe en un coup d'œil en étapes plus simples et plus compréhensibles. Les stratégies développées ne prennent pas seulement en compte la gestion du microréseau communautaire intelligent de manière optimale, mais il prend également en compte la possibilité de rendre des services système (**SS**) de flexibilité pour le réseau de distribution (**DG**). L'importance de cet aspect de même que le besoin urgent de la flexibilité pour le réseau de distribution ont été bien soulignés dans les chapitres précédents. Le système de gestion développé est adapté soit aux systèmes de stockage résidentiels, soit au système de stockage centralisé (**CESS**) tout en augmentant l'autoconsommation individuelle (**ACI**) et l'autoconsommation collective (**ACC**). Une importance particulière est portée à la précision du système de prévision ainsi qu'à la formulation mathématique du problème d'optimisation. Le système de prévision a été basé sur le réseau apprentissage en profondeur (**DL**) de neurones récurrent à longue mémoire à court terme (**LSTM**) présenté dans ce chapitre. L'optimisation de la gestion du flux a été impliquée par la programmation non linéaire à nombres entiers mixtes (**MINLP**) aussi décrite dans ce chapitre. L'approche combinée de la prévision de données et l'optimisation permet de définir la stratégie de gestion optimale du microréseau communautaire intelligent à l'avance pour assurer la gestion prédictive fiable et économique. Une place spéciale a également été accordée à la comptabilisation des erreurs de prédiction et leur impact sur la gestion possible du microréseau communautaire intelligent. Dans le système de la gestion développée, cela est réalisé par l'application de la méthode de simulation Monte-Carlo (**MCS**). Le système d'évaluation de la stratégie développée permet d'agrandir et de conformer à l'avance la faisabilité et la résilience de la stratégie développée avec un haut degré de probabilité.

Le système de gestion prédictif, développé et présenté dans ce chapitre, dispose de toutes les fonctionnalités nécessaires pour avoir une gestion du microréseau prédictive sûre et efficace prenant en compte la notion de la flexibilité dans les réseaux électriques, qui est très importante, voire cruciale aujourd'hui. Le système développé permet à tout moment d'intégrer de technologies supplémentaires, comme les moyens de reconfiguration du réseau, du marché d'électricité en temps réel, et bien d'autres technologies dépendant du cas précis de la communauté considéré. Le chapitre suivant va présenter l'évaluation pratique du système de gestion prédictif développé par son application sur la communauté réelle et son analyse d'efficacité postérieure.

Chapitre 4. Évaluation pratique

Ce chapitre présente le processus préparatoire pour l'évaluation pratique de la stratégie de gestion développée décrite dans le chapitre précédent. Il commence par la description du cas d'évaluation pratique, soit la communauté urbaine réelle choisie qui va être convertie en microréseau communautaire intelligent. Le chapitre présente les paramètres de la communauté, l'analyse profonde de son profil de la consommation, du système de distribution existant ainsi que de l'emplacement géographique.

Ensuite, ce chapitre décrit le dimensionnement des systèmes photovoltaïques et du système de stockage d'énergie centralisé (**CESS**) pour le microréseau communautaire intelligent considéré. Le choix a été justifié par plusieurs méthodes et techniques. Les deux stratégies de la tarification de l'électricité ont été définies (Heures Creuses / Tarification Dynamique). Enfin, le chapitre présente et décrit les trois services système (**SS**) de flexibilité considérée comme possible pour l'évaluation pratique.

Les données obtenues dans ce chapitre composent les données de base pour l'évaluation pratique du système de la gestion développée.

4.1 Description de cas d'étude

Comme décrit précédemment, l'UE s'est engagée à réduire ses émissions de **GES** d'au moins 40% jusqu'en 2030, avec une part prévue de 50% d'ici 2030. En France, la loi de la transition énergétique ambitionne de porter à 50% la part des **ER** dans la consommation finale d'énergie des zones insulaires non interconnectées en 2020 (vers une autonomie énergétique en 2030). Pour la France métropolitaine, le **PPE** (Annexe B.8) vise d'avoir une partie de 40% d'**ER** d'ici 2030 pour le bilan total de génération d'énergie. Dans cette circonstance, la communauté locale de flexibilité décrite précédemment est un moyen efficace pour gérer l'énergie au niveau communautaire.

Pour l'évaluation pratique du système de gestion développé, il a été choisi la commune urbaine d'Alfortville (94140), située dans la région Île-de-France, en Val-de-Marne, à l'arrondissement Créteil. Le plan ci-dessous, Figure 44.



Figure 44 : Carte de localisation d'Alfortville par rapport à Paris.

Alfortville est une commune française typique de la **Métropole du Grand Paris (MGP)**. Cette commune a été choisie en raison de sa proximité de l'**Université Paris-Est Créteil (UPEC)**, de la disponibilité des informations, ainsi que du soutien de ce projet par la mairie d'Alfortville.

Alfortville est située au confluent des rivières Seine et Marne, avec une longueur totale de 4,5 km et une largeur allant de 0,5 km à 1 km. La ville est reliée à la Marne au nord, au chemin de fer Charenton-le-Pont à l'est, au chemin de fer Paris-Lyon à l'est, aux Maisons-Alfort dans l'A86 au sud, au Choisy-le-Roi et à Créteil, et à la Seine à l'ouest. La Seine sépare Alfortville de Vitry-sur-Seine et de Neuilly-sur-Seine comme montre la Figure 45. La commune compte 44 milles d'habitant et environ 3,67 km nets carrés de superficie.

Pour l'instant, la commune ne dispose pas de génération d'**ER** considérable. Le but du ce cas d'étude est d'évaluer une des possibilités de transition énergétique pour cette commune et l'amener vers les objectifs de l'État, de croissance verte et de décarbonisation. L'expérience obtenue peut être appliquée par la suite pour d'autres communes urbaines similaires en France (77,5% de la population vit dans ce genre de communes urbaines (2019) [250]).

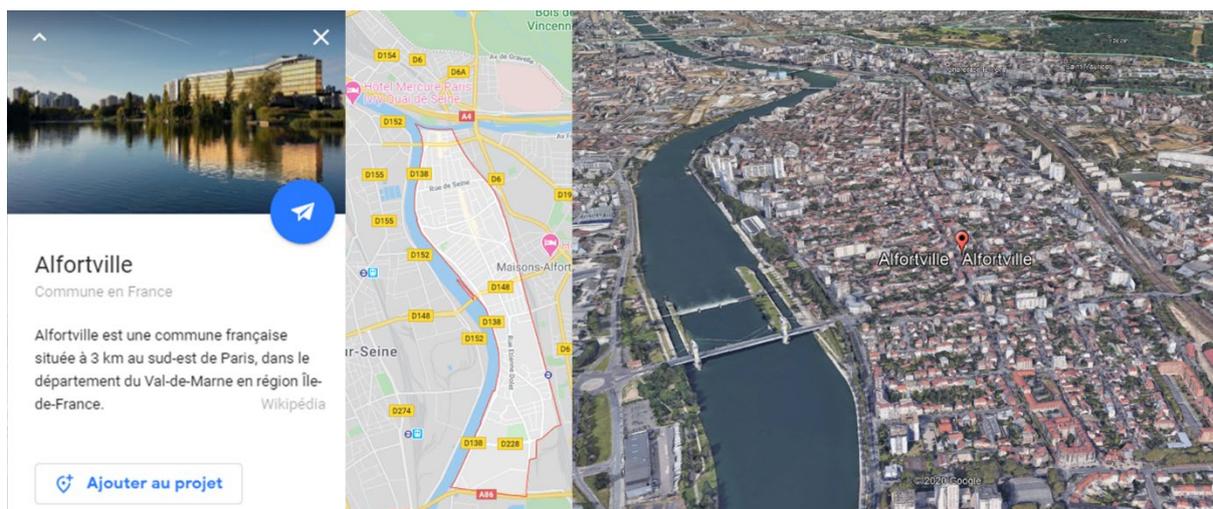


Figure 45 : Description, vue 2D et 3D d'Alfortville (source [251]).

D'abord, cette étude commence par la description de cette commune du point de vue énergétique. Selon l'opérateur **Enedis**, la partie gauche de la Figure 46 présente les zones et le nombre d'abonnés résidentielles (puissance souscrite <36kVa). La partie de droite présente la densité de la consommation résidentielle annuelle en fonction de l'emplacement. Le nombre exact des clients (points de livraison d'électricité) résidentiels est 21852 (2020).

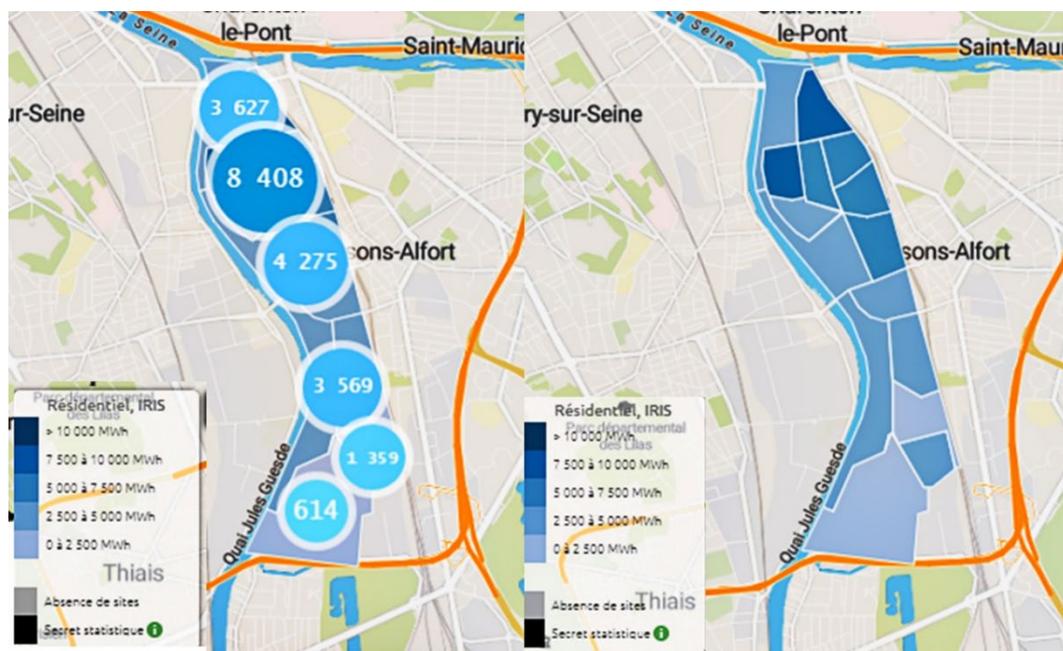


Figure 46 : Consommation et thermosensibilité électriques par secteur d'activité. À droite, la carte de la distribution du nombre d'abonnés, à gauche la consommation (source [252]).

Selon « *open data* » d'**Enedis** [252], la consommation totale annuelle (2019) résidentielle d'Alfortville était de 71772 MWh. La Figure 47 et la Figure 48 présentent la courbe de la consommation communautaire annuelle avec une résolution d'une demi-heure et de 12

heures. En rouge sur la Figure 48, il est aussi présenté la consommation électrique hebdomadaire.

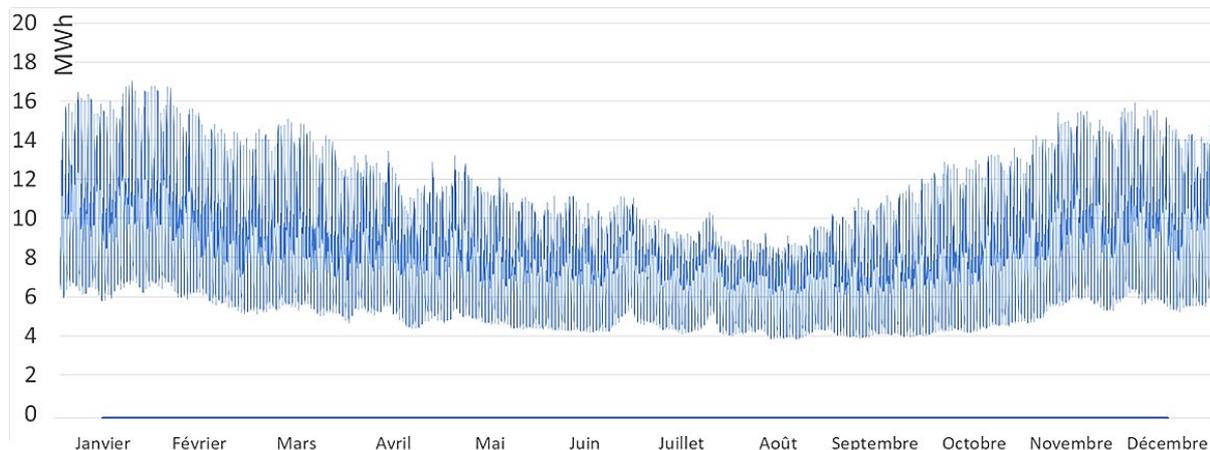


Figure 47 : Alfortville : La consommation annuelle résidentielle (2019, résolution : une demi-heure) (source [252]).

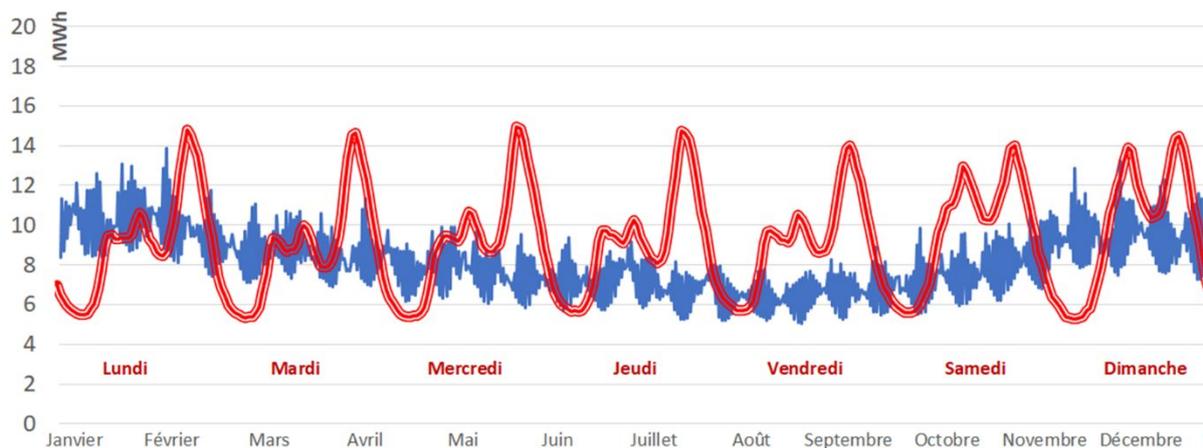


Figure 48 : Alfortville : Le profil de la consommation annuelle résidentielle (2019, résolution : 12 heures) et hebdomadaire (source [252]).

La Figure 49 présente la répartition des valeurs de la consommation résidentielle moyenne par mois et par jour de la semaine, par rapport à la valeur moyenne. Sur la Figure 48, l'augmentation du pas de la résolution du profil permet de mieux voir les fluctuations de la consommation en fonction du jour de la semaine ainsi que de la saison. Le même phénomène peut être vu sur la Figure 49.

Le profil hebdomadaire de consommation d'Alfortville (Figure 48) ainsi que les valeurs de la consommation résidentielle moyenne par jours de la semaine (Figure 49) présentent une différence de la consommation entre les jours ouvriers et les weekends, à la fois par profil et par valeur.

Le réseau de distribution (**DG**) d'**Enedis** d'Alfortville est présenté sur la Figure 50 [253].

Le type du **DG** d'Alfortville est radial. D'abord, le réseau diverge de la sous-station principale (qui se trouve à Ivry-sur-Seine) par des lignes souterraines de hautes tensions, type A (**HTA**),

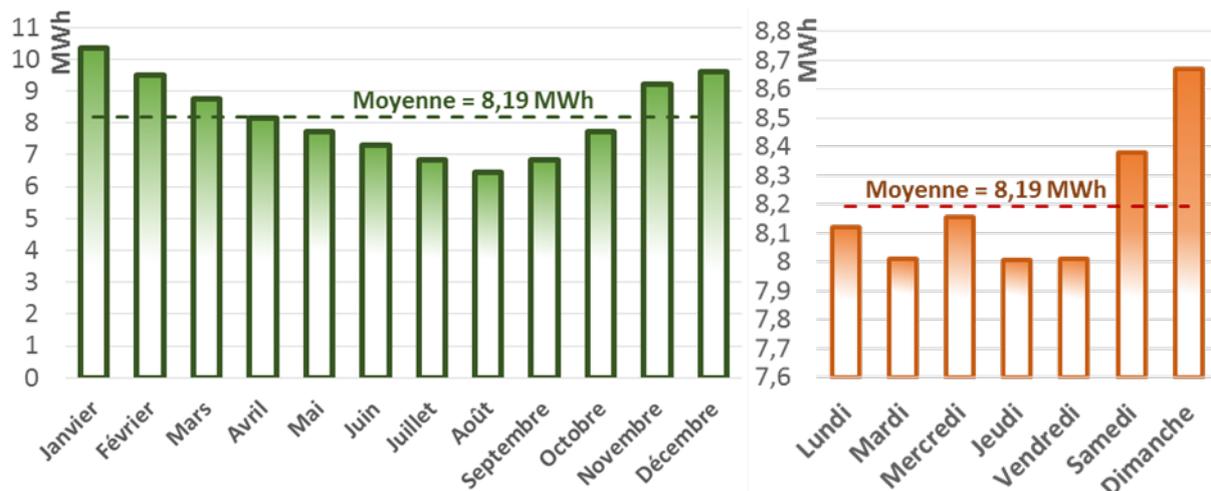


Figure 49 : Alfortville : Répartition des valeurs de la consommation résidentielle moyenne par mois et par jours de la semaine.

(1,5-75kV AC). Ces lignes rejoignent Alfortville par les ponts de Seine (pont d'Ivry et pont du Port à l'Anglais). Puis, plusieurs postes HTA / BT distribués alimentent les consommateurs par des lignes souterraines BT.

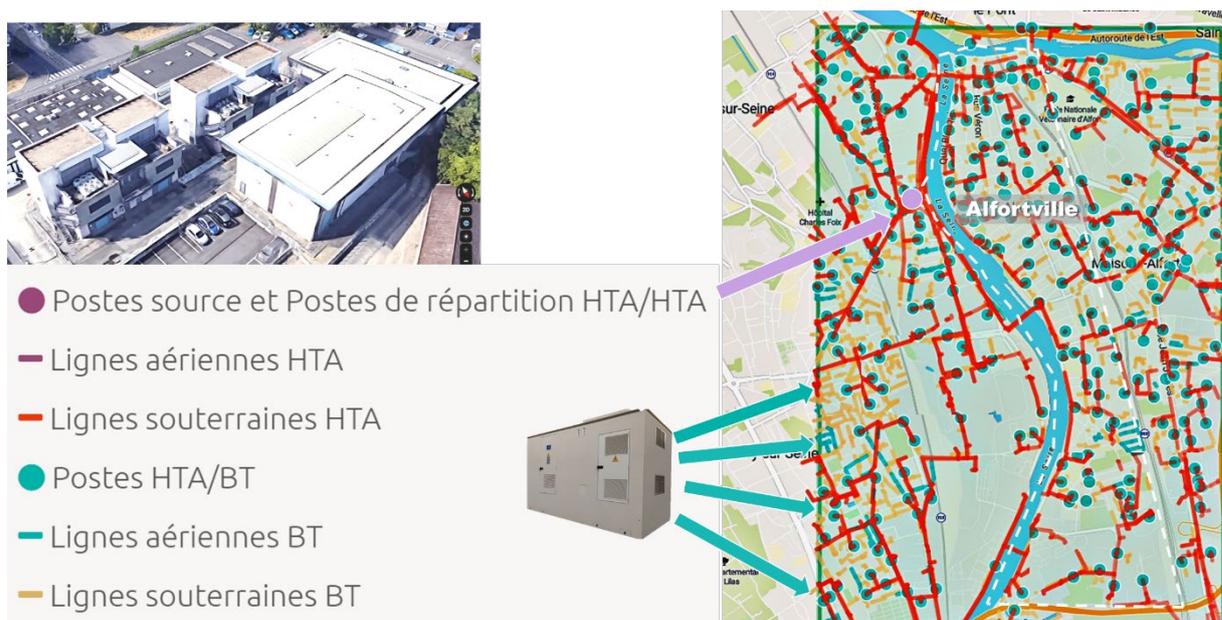


Figure 50 : Cartographie des réseaux exploités par Enedis (source [253]).

Après la définition du profil de la consommation, le travail de cette thèse prévoit le processus de conversion de la communauté urbaine Alfortville en **MRCI Alfortville**. Cette étape sera effectuée par l'installation des moyens de **DER** et de système de stockage centralisé communautaire (**CESS**). Ces actions permettent de prévoir un des chemins futurs vers la transition énergétique et la croissance verte pour les communes urbaines françaises.

4.1.1 Choix d'un système d'ER

La notion de **Taux de Pénétration (TP)** d'énergie représente la puissance maximale produite par une source d'énergie en relation de la puissance totale générée. La notion de **TP** des **ER** représente la puissance maximale générée par **ER**, $P_{pv}^{CR\hat{E}TE}$, en relation de la consommation maximale possible, P_{cons}^{MAX} , comme ci-dessous (53).

$$TP_{ER} = \frac{P_{pv}^{CR\hat{E}TE}}{P_{cons}^{MAX}} \quad (53)$$

Il est prévu dans la législation actuelle (article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif au raccordement des installations de production [199]) la possibilité pour le gestionnaire de réseau insulaire de demander des effacements de production d'**ER** dans le cas où la puissance active injectée par les **ER** dépasse 30% de la puissance active transitant sur le réseau. Autrement dit, la réglementation actuelle limite le **TP** des **ER** à 30% pour réduire, théoriquement, les risques de déséquilibre de charge. D'autre part, le stockage est considéré comme un élément clé, qui permettra l'application des taux de pénétration plus élevés.

L'arrêté 30/04/2017 de l'**article L. 341-2** du code de l'énergie [254] fixe à 35% le taux instantané de production à compter du 01/01/18, à partir duquel le gestionnaire du réseau peut déconnecter les producteurs pour préserver la sûreté du fonctionnement du système. Inversement, la loi de transition énergétique **LTECV** (Annexe B.3) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (**PPE**) (Annexe B.8) ambitionnent de porter à 40% la part des **ER** dans la consommation finale totale d'énergie en 2030, et à 50% en 2050. Il est évident qu'avec un taux de pénétration de 30 ou 35%, il est impossible d'atteindre ces objectifs de couverture de 40% (ou 50%) de la consommation totale par les **ER**.

En réalité, pour le système électrique avec la génération **PV**, sans système de stockage et de gestion de flux, le **TP** d'**ER** est limité à 30%. Cette valeur dans la majorité des cas peut assurer la stabilité du système électrique [102]. Ces valeurs plus importantes amènent la possibilité de perturbations conséquentes dans le **DG** à la suite du caractère intermittent et incontrôlable des **ER**. De ce fait, ils réduisent sa stabilité.

Grâce à l'intégration des systèmes de stockage électrique et de gestion énergétique, le **TP** des **ER** peut être significativement augmenté. Le système de stockage peut absorber des surproductions, mais aussi, couvrir le manque de production en augmentant la marge de sécurité du système. Le **TP** des **ER** dépend de plusieurs facteurs, comme la demande d'électricité, les moyens financiers, la superficie disponible... La recherche actuelle dans le domaine des microréseaux connectés au **DG** connaît les **TP** qui peuvent atteindre jusqu'à 600% [255]. Pour certains systèmes électriques connectés au réseau comme dans [256] et [257], le **TP** peut atteindre jusqu'à 200-400%, mais avec des moyens intégrés significatifs de stockage. Dans la plupart des cas réels, le retour sur investissement d'un projet avec le **TP** de tel ordre est presque impossible. Pour le microréseau connecté au **DG**, de nombreuses études confirment que grâce au système de stockage et la gestion intelligente des flux électriques, la valeur du **TP** de l'ordre de 120-150% est acceptable et assez facile à assurer. Cela du côté technique, comme du côté des investissements [258]–[260]. Plusieurs études appliquent la valeur du **TP** à 130% comme une valeur optimale du microréseau connecté au **DG** [261]–[263].

Parce qu'actuellement, il n'existe pas de demande concrète sur les paramètres du **MRCI Alfortville**, le choix de 130% du **TP** de la commune est considéré comme optimal. Cela pour l'investissement, l'opération, la surface et les avantages appropriés.

La consommation maximale horaire de la commune Alfortville E_{cons}^{MAX} est égale à 16,2 MWh, ce que correspond à une puissance pic $P_{cons}^{MAX} = 16,2 MW$ [252] (Figure 47). Pour l'évaluation expérimentale, la puissance **PV** installée dans le **MRCI Alfortville** sera considérée selon (54) qui est une expression de (53).

$$P_{pv}^{CRÊTE} = P_{cons}^{MAX} * TP_{ER} = 16,2 MW * 130\% \approx 20 MWp/h \quad (54)$$

De manière indicative et selon le logiciel **CalSol d'Institut National d'Energie Solaire (INES)** [264], il va être calculé approximativement la génération **PV** annuelle considérée et la surface relative appropriée. Ce logiciel va permettre de prendre en compte les données climatiques par lieu géographique, le gisement solaire annuel, les pertes énergétiques, etc. Ci-dessous est présentée une description brève de la commune Alfortville du point de vue climatique et solaire.

La latitude d'Alfortville est de 48,64 °, la longitude est de 2,25 ° et l'altitude est de 37 mètres. Le Tableau 22 et le Tableau 22 de l'Annexe R présentent les données climatiques annuelles cumulées où la fraction solaire représente le rapport entre la durée d'ensoleillement et la durée du jour. La durée d'ensoleillement est mesurée par un héliographe avec un seuil de 120 watts par mètre carré sur l'intensité du rayonnement lumineux.

L'irradiation globale maximale sur l'année est composée de 1213 kWh/m² pour une orientation optimum de 0 ° (plein sud) et une inclinaison optimum de 28 ° (sans tenir compte du masque sur l'horizon). Le Tableau 23 de l'Annexe R présente des données d'irradiation d'Alfortville.

De cette façon, 20 MWp de puissance de génération **PV** considérée pour Alfortville représentent environ 21 564 MWh de génération électrique annuelle. Ce qui représente environ 30% de la consommation totale communautaire annuelle (71772 MWh).

De même, la surface nette d'installation de 20 MWp nécessite de trouver environ 160000 m² de superficie adaptée (sur les toits, parkings, etc.) lors de l'utilisation de panneaux **PV** typique du marché. Comme il est possible de voir sur la Figure 45, en raison de la haute densité du milieu urbain d'Alfortville, il serait difficile de trouver cette superficie adaptée, mais cela semble faisable. En comparaison, pour atteindre le niveau d'**ER** prévu par l'État (40% de génération d'**ER** de bilan total en 2030), la puissance installée doit être plus grande, vers 27 MWp et la profondeur de pénétration **PV** doit atteindre plus que 170%. Cela nécessite une augmentation significative de la capacité de stockage, de la superficie d'installation, une augmentation considérable du coût de conversion de commune en **MRCI**. Cela deviendrait difficile à réaliser dans la commune considérée. Pour l'évaluation actuelle, la valeur du **TP** de 130% (20 MWp) est considérée comme optimale entre le prix, les fonctionnalités, la faisabilité et la surface.

Actuellement, les panneaux **PV** ne sont pas installés physiquement sur les toits d'Alfortville. En conséquence, il n'y a pas de données historiques pour le système de prévision. Cependant, il est supposé qu'une idée de ces données peut être obtenue en prenant exemple sur la courbe générale de la génération **PV** de la région Île-de-France, disponible par **Enedis**. En raison de la proximité relative, il est supposé que les conditions météorologiques des différentes zones d'Île-de-France ne soient pas significativement éloignées, tout au long de l'année. Cette courbe sera ajustée à l'échelle de la puissance **PV** considérée : 20 MWp. La Figure 51

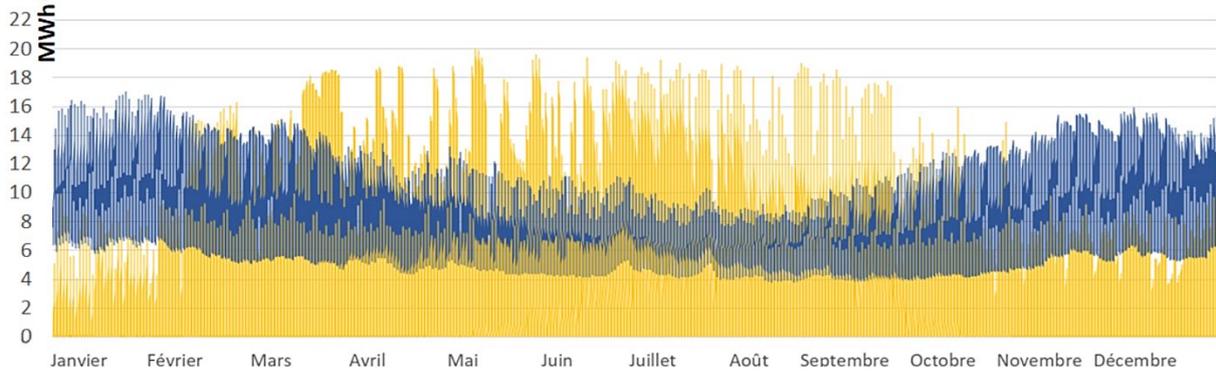


Figure 51 : La consommation et la génération **PV** considérée de **MRCI Alfortville** (2019, résolution : demi-heure).

présente la courbe de consommation et de génération **PV** obtenues.

Dans l'analyse des données, la notion de **Surproduction d'Énergie (SE)** est introduite par (55).

$$P_{SE} = P_{PV} - P_{conso} \quad (55)$$

L'analyse primaire des données de base montre que dans 60% des jours de l'année considérée, la génération **PV** ne dépasse pas la consommation de communauté ($P_{SE} < 0$). Pour la totalité d'années, le taux d'autoconsommation moyen est d'environ 90% (valeur minimale : 70%, valeur max : 100%).

En cas de grande quantité de données statistiques, l'utilisation efficace de ces résultats peut rendre le processus décisionnel difficile. C'est pourquoi, les P_{50} et P_{90} (et autres P_x) sont des paramètres utiles pour comprendre comment les nombres sont distribués dans un échantillon (les intervalles crédibles bayésiens, *Bayesian credible intervals*). Dans les statistiques bayésiennes, un intervalle crédible est un intervalle dans lequel une valeur du paramètre non observé tombe avec une probabilité particulière [265]. Il s'agit d'un intervalle dans le domaine d'une distribution de probabilité postérieure ou d'une distribution prédictive. La généralisation aux problèmes multivariés est la région crédible. La valeur de calcul dépendra du type de distribution qu'il a été choisi de créer. Par exemple, s'il est décidé d'opter pour une courbe de probabilité de dépassement, la distribution de P_{10} de X, représente que 10% des observations dépasseront la valeur de X [266]. Le P signifie le centile.

La description du centile (ou percentile) la plus répandue : le x -ème centile ($0 < x < 100$) d'une liste G de valeurs ordonnées N (triées du plus petit au plus grand) est la plus petite valeur de la liste, de telle manière que x pour cent des données soit inférieure ou égale à cette

valeur. Ceci est obtenu en calculant d'abord le rang ordinal n , puis en prenant la valeur de la liste ordonnée G qui correspond à ce rang. Le rang ordinal n est calculé par (56).

$$n = \left\lceil \frac{x}{100} * N \right\rceil \quad (56)$$

Le x -ème centile des valeurs ordonnées est présenté dans (57).

$$P_x = G[n] \quad (57)$$

Les valeurs de centile P_x vont être appliquées dans le traitement profond des données obtenues. La valeur P_{50} est le centile centre / moyen qui représente l'estimation qui se produit avec la probabilité la plus élevée, également appelée « meilleure estimation », et elle peut être dépassée avec une probabilité de 50%. Le P_{90} doit être dépassé avec une probabilité de 90% et il est considéré comme une « estimation prudente ».

La Figure 52 présente plus précisément la SE non-autoconsommée journalière pour l'année considérée produite à partir de la Figure 51.

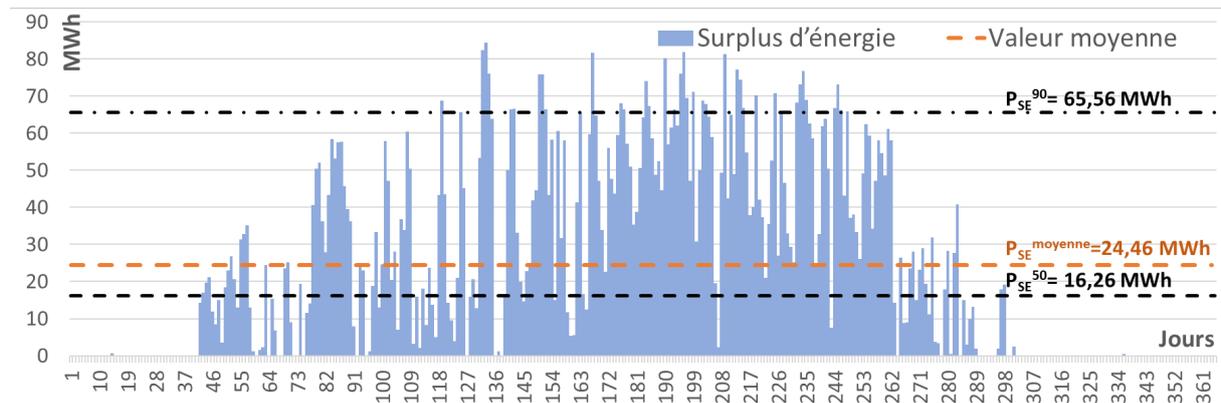


Figure 52 : MRCI Alfortville : Le surplus d'énergie journalier non-autoconsommé.

La Figure 53 montre la distribution des valeurs de surproduction en fonction du nombre de jours. Le $P_{SE}^{moyenne}$, P_{SE}^{50} et P_{SE}^{90} de la Figure 52 et de la Figure 53 représentent

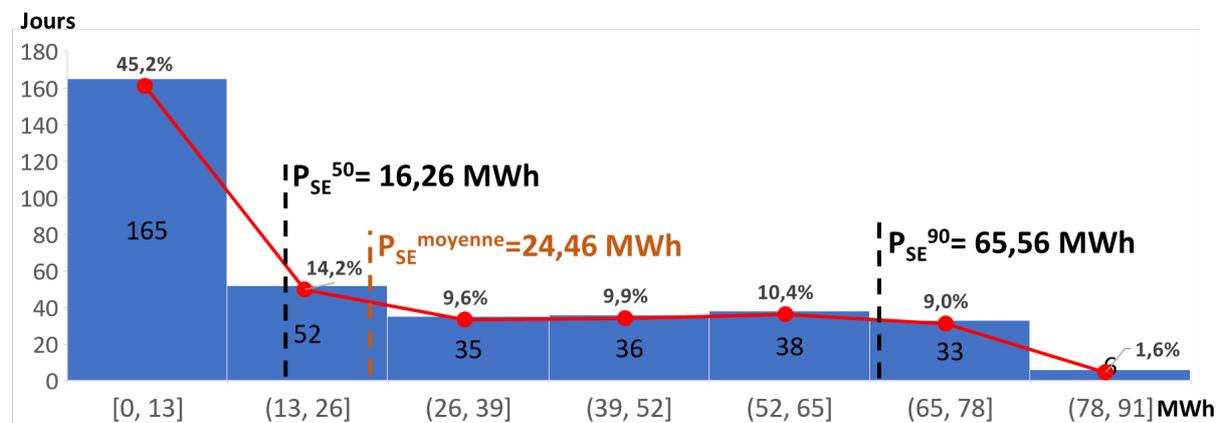


Figure 53 : MRCI Alfortville : La distribution des valeurs de la SE non-autoconsommée en fonction du nombre de jours.

respectivement la valeur moyenne annuelle, le 50^{ème} et le 90^{ème} centile de **SE** non-autoconsommé.

De ces dernières figures, la valeur de la **SE** journalière plus probable (P_{SE}^{50}) est égale à 16,26 MWh. Le valeur moyenne de **SE** journalière ($P_{SE}^{moyenne}$) est de 24,46 MWh et représente la valeur d'environ du 60^{ème} centile (P_{SE}^{60}). Autrement dit, les 60% des valeurs de **SE** non-autoconsommée sont au moins égales à la valeur $P_{SE}^{moyenne}$. Cette analyse montre que le système de la génération **PV** selon le **TP** définit précédemment, permet dans les 60% des cas de ne pas recourir au système de stockage d'énergie.

Selon (61) de l'Annexe N, la **Degré d'Autosuffisance (DAs)** de **MRCI Alfortville** est **32,60%**.

Selon (62), le **Taux d'Autoconsommation d'électricité (TAé)** de **MRCI Alfortville** est **92,81%**.

Par conséquent, le **Degré d'Autonomie électrique (DAé)** (63) de **MRCI Alfortville** est **35,11%**.

L'étape suivante est de définir la capacité du système de stockage de **MRCI Alfortville** considéré. Le traitement des données de surproduction électrique produit ci-dessus permet de voir et de définir les contraintes et les valeurs d'une estimation optimale et de la capacité de stockage requis.

4.1.2 Choix du système de stockage

La [267] explique que la capacité de stockage requit augmente à mesure que la pénétration des **ER** augmente, et ce, quel que soit le mélange entre l'éolien et le solaire. La taille de stockage requise augmente de façon exponentielle à mesure que la pénétration des **ER** approche le 100%. Il convient également de noter que de plus grandes pénétrations de **PV** nécessitent des capacités de stockage beaucoup plus importantes [268].

Pour les microréseaux des zones insulaires non interconnectées avec le **DG**, le choix des tailles des unités de génération et de stockage est assez important et compliqué. Ce choix est limité par les demandes énergétiques d'un côté, et par les possibilités financières de l'autre [269]. Ce type de problème de dimensionnement nécessite des données précises et des systèmes d'optimisation de dimension comme l'optimisation par **l'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO, Particle swarm optimization)** [270], **GA** [271], par programmation convexe [272], etc. Dans les systèmes électriques connectés au **DG**, le surplus ou déficit de l'électricité peut être fourni par le **DG**. La capacité totale du **DG** est considérée comme presque infinie en comparant la capacité de **MRCI**. Néanmoins, cette capacité est généralement limitée par les contraintes et les exigences du **DG** et par les lignes d'alimentation. Quand le système est connecté au **DG** (mode non insulaire), c'est le **DG** qui est responsable de la qualité d'alimentation (fréquence et tension) dans la zone donnée. L'autonomie des microréseaux connectés en permanence au **DG** doit assurer au minimum la durée des coupures et accidents graves dans le **DG**. Le reste du temps, l'alimentation est assurée par le **DG**. S'il y a coupure ou accident grave au sein du **DG** (par exemple, accidents d'équipements, coupures planifiées ou non, etc.), le microréseau se déconnectera (mode hors réseau), et continuera d'alimenter

communauté. Le microréseau sera alors responsable de la qualité de l'alimentation (assurer les niveaux de fréquence, tension, les limites des flux internes). Le microréseau deviendra une **Alimentation Sans Interruption (UPS, Uninterruptible Power Supply)** pour la consommation sensible [135].

Dans les travaux de cette thèse, il est considéré que le système de stockage de **MRCI Alfortville** doit assurer l'alimentation de la communauté pendant les accidents graves de **DG** possibles, autrement dit, il doit assurer l'alimentation presque en continu d'un côté. D'autre côté, il doit permettre de stocker le surplus d'énergie dans majorité des cas (car **MRCI** n'est pas envisagé de fonctionner de manière permanente en site isolé). Pour définir la durée moyenne des accidents graves et donc dimensionner le système de stockage nécessaire, il faut étudier la statistique des accidents et des coupures dans le **DG** en France. Selon [273], la Figure 54 et la Figure 55 présentent la durée et la fréquence moyenne de coupure en réseau **BT** et **HTA** par d'**Enedis**.

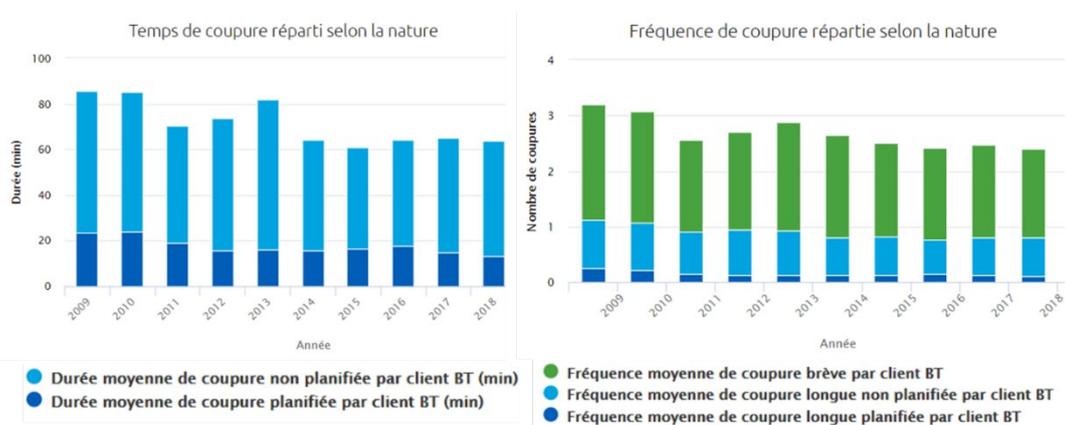


Figure 54 : La durée et la fréquence moyenne de coupure en réseau **BT** d'**Enedis** (source [273]).

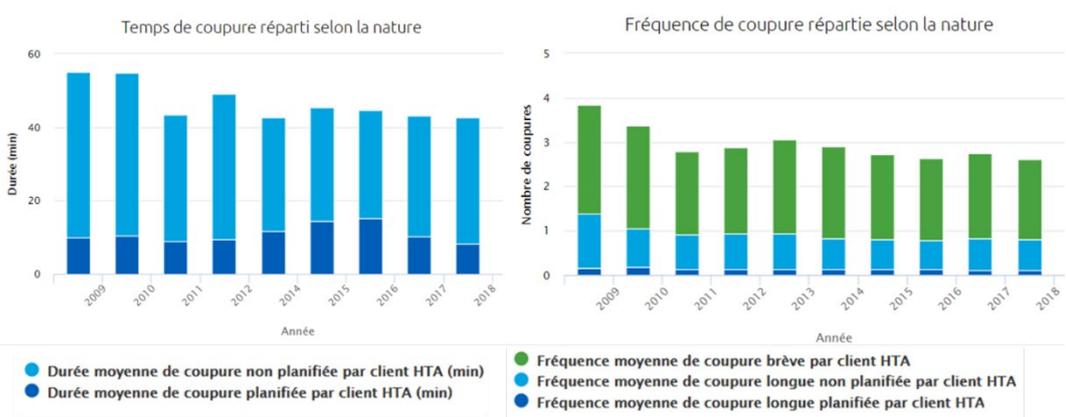


Figure 55 : La durée et la fréquence moyenne de coupure en réseau **HTA** d'**Enedis** (source [302]).

Les données statistiques de 10 dernières années montrent que la valeur de la durée maximale de la coupure moyenne est d'environ 70 minutes. Le nombre de coupures est environ 3 par an. Dans les travaux de cette thèse, cette valeur va être considérée comme une

des contraintes pour assurer l'alimentation de **MRCI**. Le système de stockage requis doit pouvoir alimenter la communauté en pleine consommation, pour une durée minimum de 70 minutes. Le reste du temps, quand il n'y a pas de coupures du **DG**, le système de stockage de **MRCI** va absorber le surplus d'**ER** ou va être utilisé pour fournir les **SS** de flexibilité au **DG**.

Un modèle simple de batterie parenté dans [274] est mis en œuvre pour évaluer la taille nominale du système de stockage. Le modèle doit prendre en compte la **Profondeur de Décharge (DoD%)**, la **Demande Possible Maximale** (E_{cons}^{MAX}), la **Durée d'Autonomie (D)** et le vieillissement. Le **DoD** est sélectionné de manière optimale pour chaque batterie pour garantir sa durabilité et son efficacité. La recherche [275] montre que les batteries NaS ont 100% de **DoD** et elles peuvent être complètement déchargé (jusqu'à 0% de **SOC**). Par contre, les batteries au plomb présentent des performances dégradées avec un **DoD** aussi élevé. Selon [276], [277], le **SOC** minimal est égal à 20% et le **SOC** maximal à 100% (le **DoD** est de 80%) pour les batteries **Li-ion**. Ces paramètres seront aussi à prendre en compte dans cette étude. La demande requise E_{cons}^{MAX} représente la consommation maximale possible, décrite dans la section 0. La **D** indiquent la durée pendant laquelle la batterie est capable de répondre à la demande. Pour cette étude, c'est la durée de coupure moyenne possible dans le **DG d'Enedis**. Les températures de fonctionnement et le vieillissement affectent également le fonctionnement du **BESS**. Les facteurs d'une BESS sont généralement très complexes, ils dépendent des technologies des batteries, des conditions d'utilisation, de l'état de vieillissement des batteries, etc... et ils sont non linéaires. Par conséquent, d'après [278], la température de fonctionnement moyenne de **BESS** de grandes échelles est de 28 °C, le facteur de correction de température est considéré de 0,964.

Selon [279], le facteur de vieillissement pour la batterie est de 15%. Pour cette étude, il est considéré le marge d'erreur d'un « facteur de correction » des impacts de température et de vieillissement des batteries C_{ETV} , qui est évalué par (58) et inclus dans (60) pour le dimensionnement de la batterie.

$$C_{ETV} = (0,964 * 1,15) = 1,108 \approx 110\% \quad (58)$$

La capacité de la batterie requise en kilowatt-heure E_{batt} (max) est dans (59).

$$E_{batt} = \frac{C_{ETV} * P_{cons}^{MAX} * D}{DoD} \quad (59)$$

Il est prévu que l'exigence principale soit d'alimenter la consommation maximale possible P_{cons}^{MAX} pendant une coupure de 70 min.

$$E_{batt} = \frac{110\% * 16,2MWh * (70/60)h}{80\%} = 25,83MWh \approx 25MWh \quad (60)$$

Conformément à ces calculs, la taille minimale de **CESS** est égale à 25 MWh. Selon l'analyse de distribution de la **SE** non-autoconsommée de la Figure 53, cette E_{batt} permet d'absorber la totalité de **SE** dans environ 61% des cas (équivalent P_{SE}^{61}). En termes d'analyse statistique, cela est plus élevé que la « meilleure estimation ». Ce résultat se trouve dans la zone d'estimation entre « meilleur » et « prudente » (entre P_{SE}^{50} et P_{SE}^{90}).

En totalité, la valeur E_{batt} définie dans (60), permet dans 80% de l'année de ne pas injecter de l'électricité dans le **DG** (ne pas avoir de **SE**). En fonction de l'estimation du besoin d'alimentation minimal et de l'analyse de la « confiance » produite ci-dessus, la valeur 25 MWh est considérée comme optimale entre le prix, la fonctionnalité et la capacité répondant aux critères définis précédemment.

À Alfortville, il n'y a pas assez d'informations sur la disponibilité ou sur l'absence des systèmes de stockage résidentiel. Les travaux de cette thèse prévoient l'apparence future des **Prosommateurs**, avec leur propre système de génération **PV**, de stockage électrique et de **EMS** local. Dans ce cas-là, les **Prosommateurs** peuvent être aussi gérés par l'**Agrégateur** de **MRCI Alfortville**. Actuellement, le **CESS** est considéré comme le type de système de stockage principal de **MRCI Alfortville**. Il a été choisi 5 pièces du **BESS** de type « conteneur » : **Kokam High Power Type KCE-5061 -5 MWh**. Les caractéristiques techniques sont présentes dans la Figure 110 de l'Annexe Q.

Selon la Figure 50, le système d'alimentation d'Alfortville (**HTA**) peut est amené vers la vue simplifiée présentée sur la Figure 56.

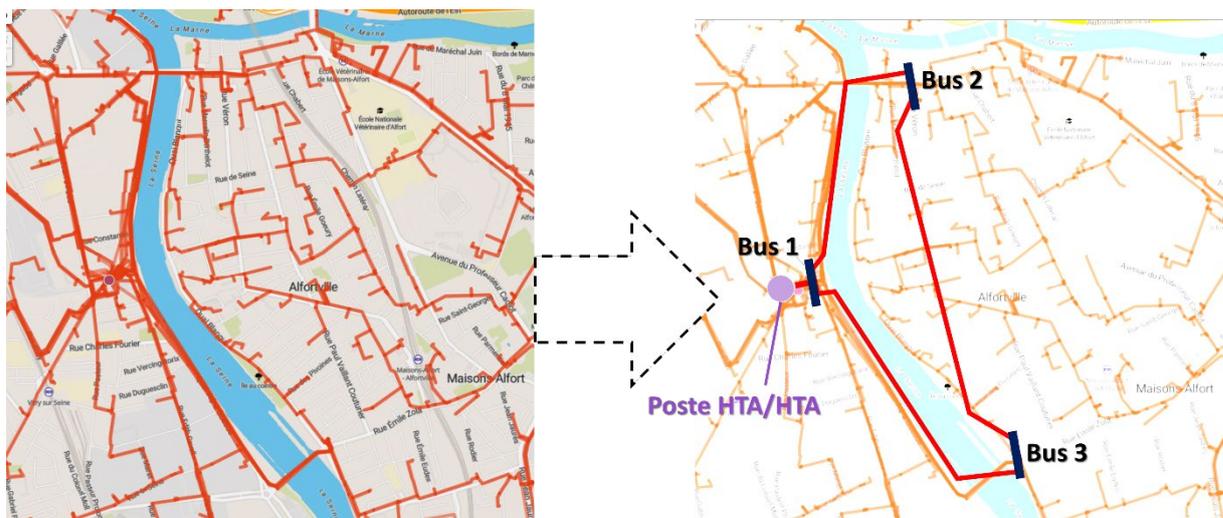


Figure 56 : Vue simplifiée du **DG (HTA)** d'Alfortville (source [253]).

Le scénario d'évaluation considère que la capacité actuelle du poste de répartition ainsi que la ligne **HTA** vers le **Bus 1** est limitée à 15 MW. À cause de l'augmentation prochaine de la consommation à Alfortville (en raison de l'augmentation de la population), le système actuel de distribution du côté de **HTA / HTA** aura besoin d'investissements supplémentaires considérables. Ces investissements sont nécessaires pour la rénovation et l'agrandissement de la capacité du poste de répartition ainsi que la ligne **HTA** vers **Bus 1**. Au lieu de cela, si Alfortville est convertie en **MRCI Alfortville**, cela permettra d'un côté d'avoir l'alimentation économique, écologique et constante pour la communauté, et ainsi, éviter les investissements coûteux de renforcement du réseau, et d'un autre côté, cela permettra d'avancer la communauté dans le processus de décarbonisation et de transition énergétique. Autrement dit, cette décision permettrait de transférer les investissements nécessaires pour le support du système radial conventionnel centralisé de **DG** dans l'**ER** et pour la transition énergétique. La Figure 57 montre l'emplacement schématique approximative des **DER** sur le territoire communautaire : des équipements de stockage (**CESS**) et de génération **PV**.

Ici, la génération **PV** et les **BESS** de **CESS** sont considérés comme distribués dans les zones de consommation de **MRCI** d'Alfortville (Figure 57). De même, il est considéré que l'énergie **PV** générée et stockée en prédominance reste dans la zone de consommation locale. Dans ce cas, il est considéré que le bilan électrique global de génération **PV** ΔPV non consommé

immédiatement, est sur le **BUS2**. Le bilan global de **CESS** $\Delta CESS$ et de la consommation, eux sont connectés sur le **BUS3**. Cela permettra de ne pas prendre en compte les limites et les contraintes du **DG** en aval des **BUS2** et **BUS3**. Autrement, le problème d'optimisation deviendra beaucoup plus complexe en raison du nombre de lignes et de nœuds dont les données sont inconnues. La Figure 58 présente la vue synthétisée du **DG** du **MRCI Alfortville**.

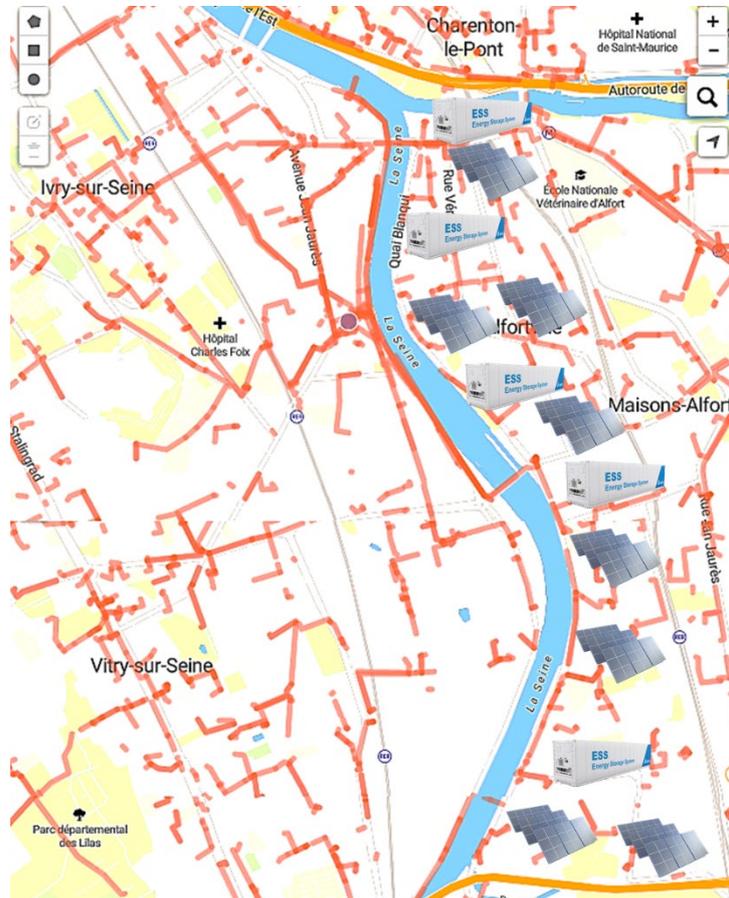


Figure 57 : Emplacement approximatif des **DER** de **MRCI Alfortville**.

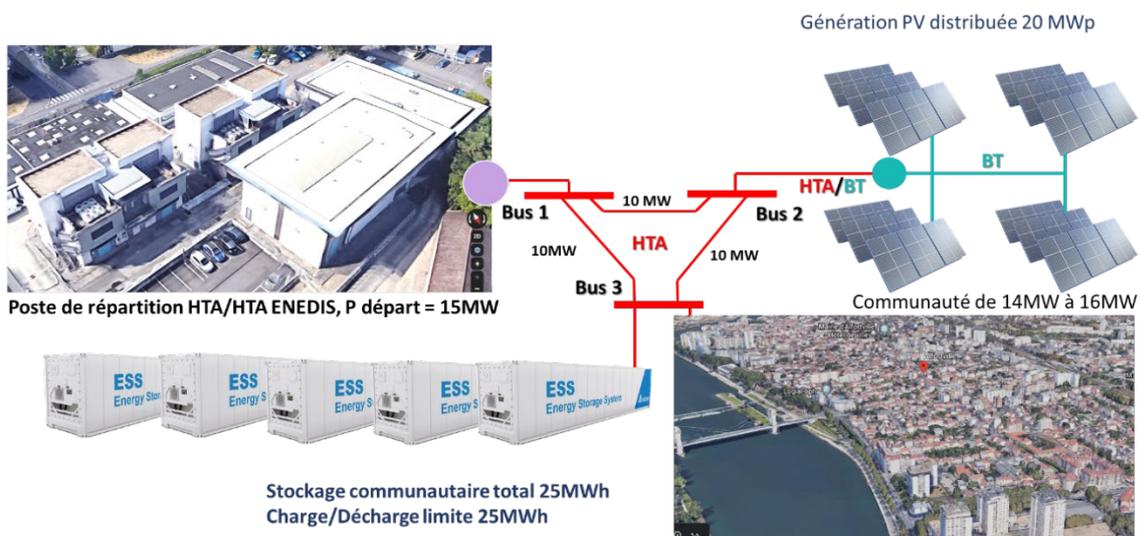


Figure 58 : La vue synthétisée du **DG** du **MRCI Alfortville**.

Les **BESS** du **CESS** vont être connectés au réseau **HTA** déjà largement déployé (lignes rouges sur les Figure 50, Figure 56 et Figure 57).

En raison de la densité urbaine considérable (vu à la Figure 45), il est prévu d'installer des unités de génération d'**ER** sur toutes les surfaces adaptées de la commune (sur les toits des bâtiments résidentiels, industriels, publics, techniques). La génération d'**ER** va être connectée en réseau **HTA** ou **BT** du **DG** (dépendant de la puissance d'unité). Le système de la distribution **BT** ainsi que les postes **HTA / BT** sont aussi déjà largement déployés sur le territoire de la commune (Figure 50).

Pour formuler mathématiquement le problème d'optimisation, la configuration de **MRCI Alfortville** est considérée dans la Tableau 4.

Tableau 4 : Évaluation pratique : données de la **MRCI Alfortville**.

Topologie	Réseau triangulaire principal à 3 bus
Alimentation	Ligne d'alimentation au bus 1, limite de 15 MVA
Consommation	16,2 MW de charge maximale sur le bus 3 10% de charge considérée comme flexible
Branches	Ligne BUS1-BUS3, limité à 10 MVA Ligne BUS1- BUS2, limité à 10 MVA Ligne BUS2- BUS3, limité à 10 MVA
DER	Unités de génération PV distribuée (capacité totale installée 20 MWp), bilan de génération non consommé ΔPV au bus 2
CESS	Capacité : 5 unités de 25 MWh Taux de charge / décharge totale maximum : 100 MWh Bilan de génération $\Delta CESS$ sur le bus 3

Généralement, la consommation flexible est représentée par les charges capables de réagir aux signaux externes. Dans le cas de cette étude, la consommation flexible supporte des programmes de **DSM**, **CT** et **ICT**. Il peut recevoir des signaux appropriés et adapter son niveau de consommation. La mise en œuvre correcte d'une **DSM** permet de maintenir les mêmes services finaux aux utilisateurs. Il est également possible de changer les habitudes des utilisateurs, tout en conservant le même label de confort. La consommation flexible peut être représentée par des bâtiments résidentiels avec support de **DSM**, des bâtiments **BEPOS**, des **BBC** (décrites dans la section 1.1.4), ou d'autres consommateurs capables de modifier la consommation selon la **DSM** (changement du mode de fonctionnement du **HVAC**, des charges déplaçables, comportement des utilisateurs, etc.).

À cause de la distribution presque uniforme des unités de **DER** et de **CESS** considérées vers les zones de consommation, il est supposé que les contraintes des lignes existantes de **BT** et de **HTA** sur le territoire de la communauté (en aval de **Bus2** et **Bu3**) ne seront pas dépassées et elles ne seront pas prises en considération.

4.2 Prédiction de données par l'apprentissage en profondeur (DL)

Pour obtenir la prévision des données de **MRCI Alfortville**, le 16 décembre 2019 fut choisi comme la journée de référence J . De cette façon, le 17 décembre 2019 est considéré comme la journée $J + 1$ pour laquelle le **DA-OPF** va être créé. La date de fin d'année a été choisie en raison de l'utilisation la plus complète des données historiques (plus longue séquence disponible du début d'année). Le système de prévision a besoin des valeurs historiques du paramètre de prévision (consommation, génération **PV**) et aussi des valeurs des données météorologiques. Les données météorologiques ont été prises parmi les données publiques de météo France [280] (conditions climatiques et températures extérieures). La Figure 59 présente les données pour le 17 décembre 2019.

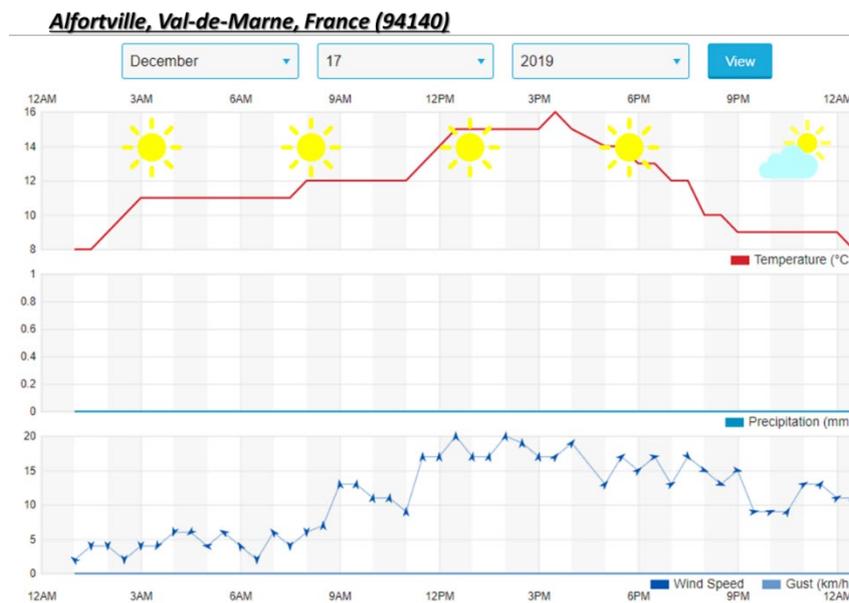


Figure 59 : L'évaluation de la température, des conditions météorologiques et du vent pour le 17 décembre 2019 (source Météo France [280]).

Les conditions météorologiques ainsi que la température ambiante dans cette zone sont présentées avec une résolution d'une demi-heure. Les conditions météorologiques ont été graduées comme suit : du numéro 0 - défavorable, à 3 - très favorable. Cela permet de générer par réseau **DL LSTM** les prévisions de consommation et de génération **PV**. La Figure 59 montre que le 17 décembre 2019, toute la journée, les conditions météorologiques furent très favorables, spécialement pour la génération **PV**.

4.2.1 Prédiction de la consommation par l'apprentissage en profondeur (DL)

Il y a là une relation significative entre la consommation communautaire et la température ambiante. Cela est particulièrement visible dans les zones où il y a un fort besoin de climatisation ou un besoin de chauffage électrique. Au vu de cette relation significative, la consommation et la température ambiante d'Alfortville seront les données d'entrée pour le système de prévision de consommation de **MRCI Alfortville**. Ce seront les données du 1er janvier 2019 au 14 décembre 2019. 90% des premières données de cette séquence ont été

utilisés pour entraîner le réseau **LSTM**. Le processus d'entraînement du réseau **LSTM** est présenté sur la Figure 60.

Il est défini pour la prévision actuelle que la couche du réseau **LSTM** est constituée de 200 unités cachées. Les unités vont être entraînées pendant 250 époques. Pour empêcher l'explosion des gradients, leur seuil a été défini à 1. Le taux d'apprentissage est un paramètre

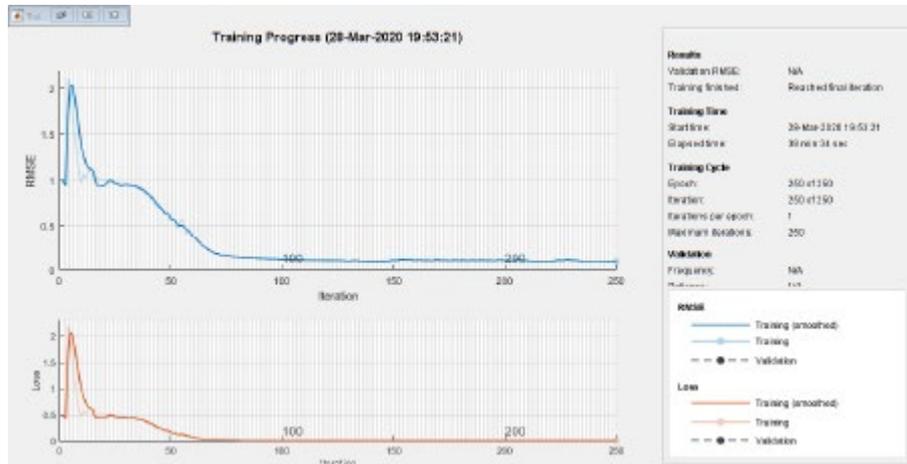


Figure 60 : Le processus d'entraînement du réseau **DL LSTM** (consommation).

qui détermine la taille du pas à chaque itération tout en se déplaçant vers un minimum d'une fonction de perte. Le taux d'apprentissage initial est défini de 0,005 pour les 125 premières époques et est supprimé après en le multipliant par un facteur de 0,2.

Le processus d'entraînement est exigeant en termes de calcul et prend quelques minutes pour un ordinateur de grande puissance (avec la **GPU**), ou des dizaines de minutes voire quelques heures pour un ordinateur moins performant (ordinaire). Pour les grandes collections de données, les prédictions sur la **GPU** sont généralement plus rapides à calculer que les prédictions sur l'**Unité Centrale de Traitement (CPU, Central Processing Unit)**. Le temps de calcul est relatif aux longueurs de la séquence de données, des niveaux des couches de réseau, du pas de temps, etc.

10% des dernières données de cette séquence ont été utilisés pour tester le réseau **LSTM** (mise à jour). Cette étape est importante pour ajuster les poids des cellules afin de les aider à concilier les différences entre les résultats réels et prévus. Dès que le processus est terminé, le système de prévision est alors prêt pour générer des prévisions. La séquence de données d'entrée est mise en place de cette manière : en entrant les données de jour avant **J-1** (profil de la consommation communautaire du 15 décembre 2019 avec la prévision de la température ambiante pour le 17 décembre 2019), le système de prévision génère la prévision de la consommation du **MRCI** pour **J + 1** (17 décembre 2019). La Figure 61 montre les valeurs de la consommation communautaire prévues et réelles pour le 17 décembre 2019.

Il est possible de remarquer la forte ressemblance de ces deux profils. L'étape suivante est d'obtenir la prévision de la génération **PV**.

4.2.2 Prévision de la génération PV par l'apprentissage en profondeur (DL)

Pour obtenir la prévision de la génération **PV**, il faut connaître ses données historiques. Elles ont été définies précédemment dans la section 0 et présentées sur la Figure 51. Le résultat de la génération **PV** annuelle de **MRCI Alfortville** considéré est présenté sur la Figure 62 et la Figure 63 avec le pas de résolution d'une demi-heure et de 12 heures respectivement.

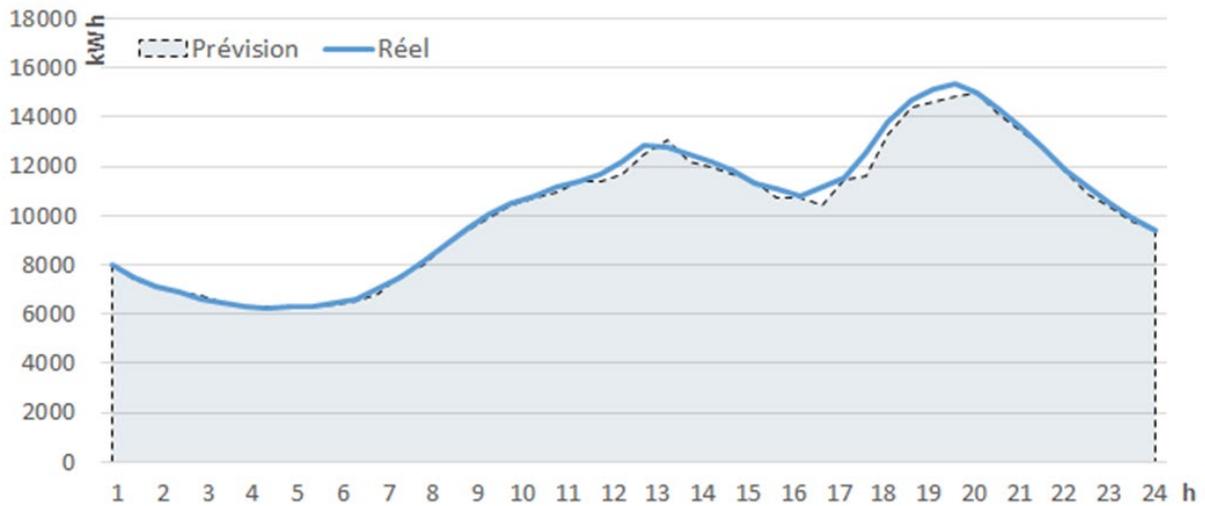


Figure 61 : Les profils prévus et réels de la consommation d'Alfortville pour le 17 décembre 2019.

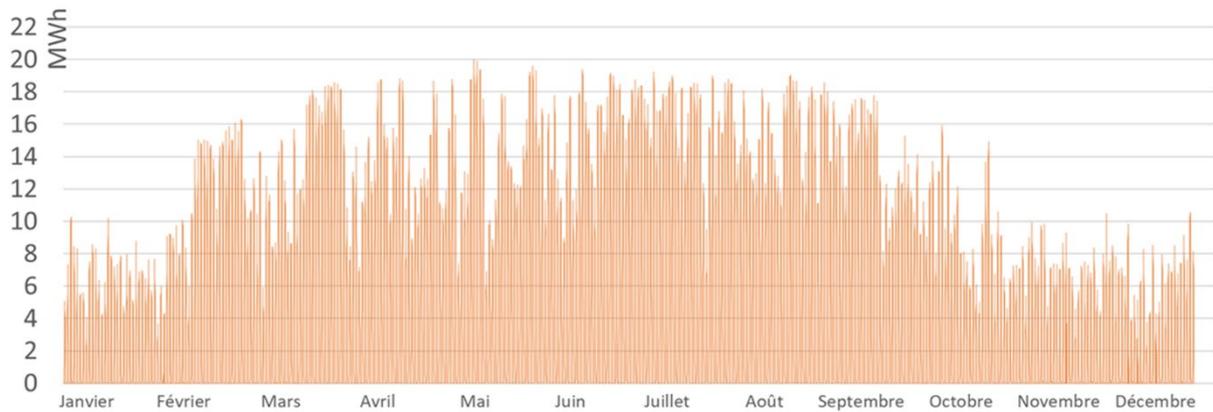


Figure 62 : La génération **PV** considérée de **MRCI Alfortville** (2019, résolution : demi-heure).



Figure 63 : La génération **PV** considérée de **MRCI Alfortville** (2019, résolution : 12 heures).

La Figure 63 permet de montrer plus précisément les changements de la génération **PV** en fonction des mauvaises conditions météorologiques. Avec les conditions météorologiques et les températures ambiantes, ces données entrent dans le réseau **LSTM** pour l'entraîner et le tester. Le processus d'entraînement du réseau **LSTM** pour la génération **PV** est présenté sur la Figure 64. Analogiquement avec le cas de prévision de la consommation de **MRCI**, la totalité des données du 1er janvier 2019 au 14 décembre 2019 a été utilisée. 90% de cette séquence a été utilisée pour entraîner le réseau du système de prévision (Figure 64).

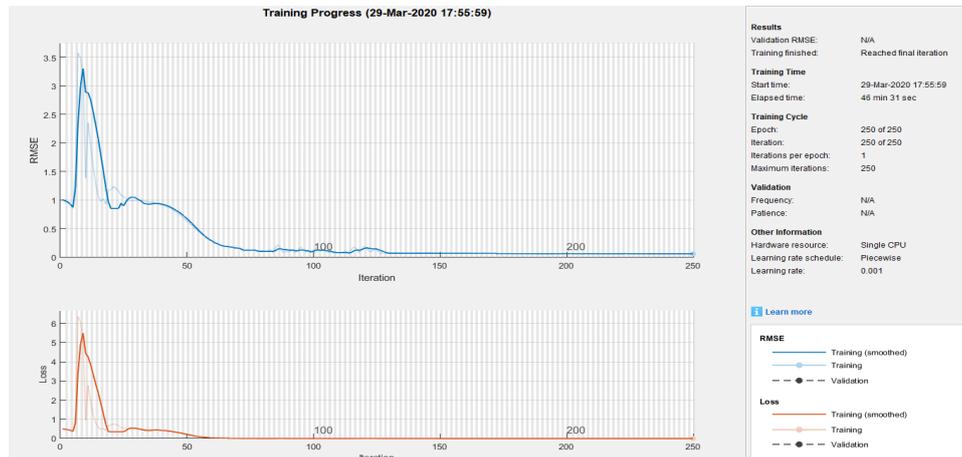


Figure 64 : Le processus d'entraînement du réseau **DL LSTM** (génération **PV**).

Les paramètres de réglage pour ce réseau **LSTM** sont identiques au cas de prévision de la consommation de **MRCI**. La Figure 65 montre les valeurs de la génération **PV** prévue et réelle pour le 17 décembre 2019.

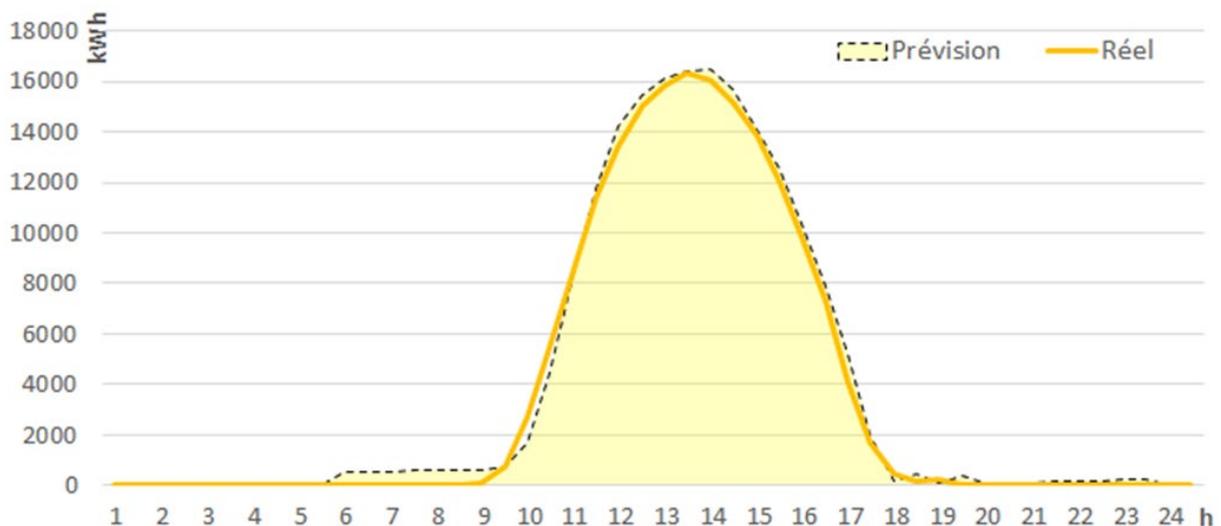


Figure 65 : Les profils prévus et réels de la génération **PV** d'Alfortville pour le 17 décembre 2019.

Cette figure présente aussi la grande ressemblance des profils. Pour analyser l'efficacité et la précision des données prévues, les paramètres de **MAPE** et **MAE** sont utilisés (décrits dans la section 3.2.2). Les résultats pour deux cas sont présentés dans le Tableau 5. Il indique que la précision de la prévision des données se trouve autour de 2-8% (généralement, pour les systèmes analogiques de prévision il est entre 5-10%). Cette valeur

Tableau 5 : La **MAPE** et la **MAE** de données prévues.

	MAPE (%)	MAE (kW)
Génération PV	7,308	302,146
Consommation	1,54	176,25

est acceptable compte tenu de la taille du **MRCI** étudié. La consommation de la commune est plus facile à prévoir en totalité, plutôt que de prévoir ses composantes séparément. La prévision de la génération **PV** pose plus de problèmes pendant la prévision. La prévision est assez précise pour les journées avec des conditions météorologiques stables. En revanche, dès qu'il y a modification des conditions météorologiques au cours de la journée, l'erreur peut être importante entre les données prévues et les données réelles. Par contre, sur une journée entière, l'impact de la variation météorologique sur la totalité des générations **PV** prévue et réelle n'amènera pas une grande différence. L'erreur de prévision obtenue précédemment (**MAPE**) sera prise en considération lors de la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** ».

4.3 Tarification de l'électricité

4.3.1 Prix de l'électricité : tarif Bleu d'EDF (Heures Pleines / Heures Creuses)

L'évaluation actuelle considère la communauté d'Alfortville majoritairement résidentielle. Par conséquent, dans le cas de cette étude, le système de la tarification pour des consommateurs résidentiels (<36kVA) sera considéré.

Le Tableau 20 de l'Annexe P présente le prix pour le tarif Bleu d'EDF (fournisseur principal d'électricité en France) avec l'option « Base » ou « Heures Creuses » des consommateurs résidentiels. Les consommateurs ayant un contrat de moins de 36 kVA ont l'option de base avec un prix du kilowatt-heure fixe, et l'option des heures pleines et heures creuses, avec des prix différents respectivement. Ainsi le prix de l'abonnement est variable en fonction de la puissance souscrite et de l'option choisie.

La première partie d'évaluation actuelle considère l'utilisation de l'option des heures pleines / creuses avec le coût du kilowatt-heure fixé pour tous les consommateurs. Il est égal à 0,1337 €, **Toutes Taxes Comprises (TTC)**, par heures creuses et 0,1781 € **TTC** pour les heures pleines. Cela permet au système d'optimisation de profiter des avantages des systèmes **DER** et **CESS**.

Le profil du prix journalier pour **MRCI Alfortville** considéré pour cette évaluation est sur la Figure 66.

Ce profil représente une partie des données d'entrée pour la séquence « **OPF** » pour la première partie d'évaluation pratique.

4.3.2 Prix de l'électricité : tarification dynamique

La deuxième partie d'évaluation pratique considère la situation suivante : en raison du déploiement des **MSA**, **LFM**, **LEM**, **VPP** et autres technologies, il sera possible d'appliquer le prix de l'électricité dynamique basé sur l'offre et la demande (ainsi que sa prédiction à l'avance).

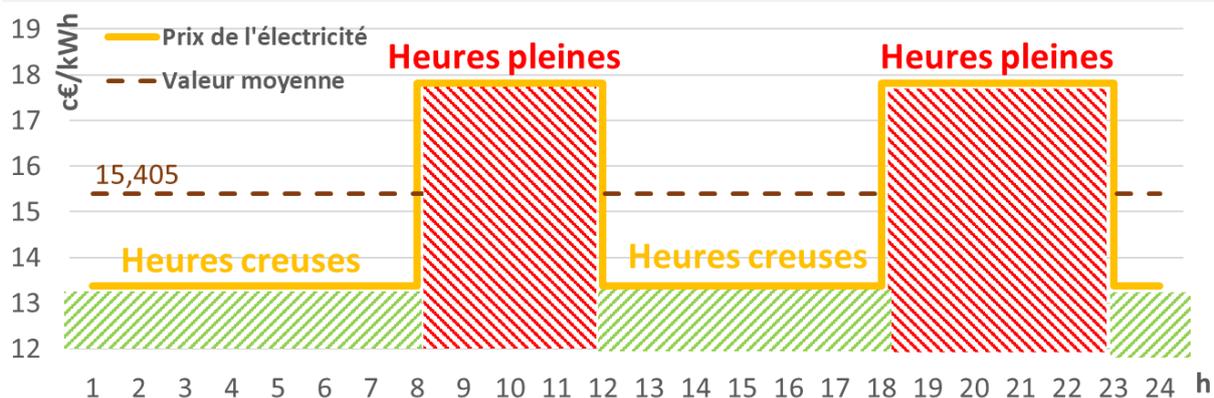


Figure 66 : Le profil du prix de l'électricité dans le DG (« tarification double » : heures pleines, heures creuses).

Selon le RTE [281], le prix spot est le prix établi sur le marché de l'électricité par les bourses le jour J pour le lendemain ($J + 1$). Le prix spot d'électricité en Europe reflète non seulement les besoins d'échanges exprimés par le marché, mais également les capacités disponibles d'interconnexions. Tant que les limites de l'interconnexion ne sont pas atteintes, l'écart de prix entre les pays est nul. A contrario, une capacité d'échange insuffisante crée une différence de prix entre les marchés de gros. La Figure 67 présente l'évolution du prix du marché de gros pour la France et au niveau de l'Europe occidentale pour le 17 décembre 2019 [281].

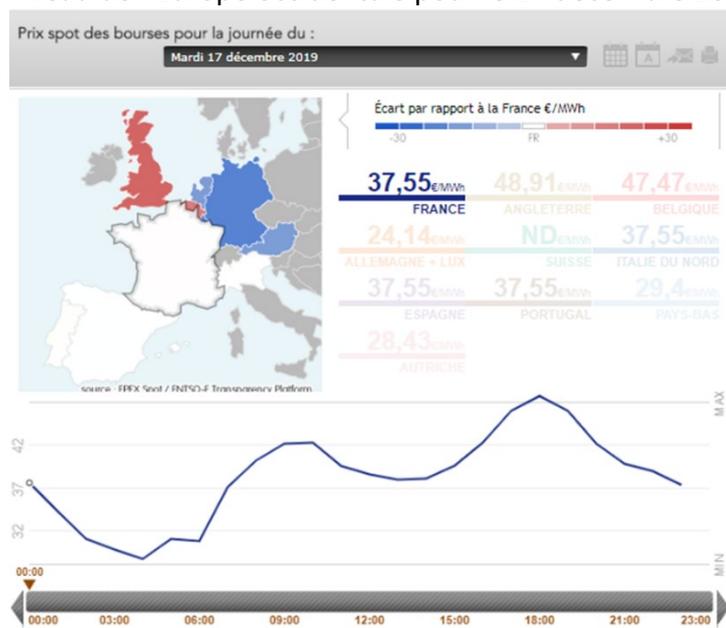


Figure 67 : L'évolution du prix du marché de gros pour la France le 17 décembre 2019 (source RTE [281]).

L'évaluation du prix de gros d'électricité est assez complexe et il dépend de plusieurs facteurs, comme le commerce dans le marché de gros de l'électricité, des participants au marché, de l'équilibre entre l'offre et la demande, etc.

Le prix du détail ne se compose pas seulement du prix du marché de gros. Il implique aussi la partie de fourniture d'unité kilowatt-heure au consommateur et les tarifs d'acheminement. Pour l'évaluation pratique d'utilisation de la « tarification dynamique », il est considéré que

le prix de l'électricité en gros représente environ 27% du prix de l'électricité de détail (valeur moyenne statistique).

La « **tarification dynamique** » va être évaluée dans la deuxième partie d'évaluation pratique, pour démontrer ses avantages et ses inconvénients, de même que l'influence sur le système **DA-OPF** et sur l'opération du **MRCI**.

4.4 Offres possibles des services système (SS) de flexibilité

Cette évaluation pratique considère 4 cas possibles des **SS** de flexibilité pour le **DG**. Le **SS0** (option de base) est le premier cas, il représente le fonctionnement du **MRCI** sans fourniture des **SS** au **DG**. Pour cette étude, il y a 3 types de **SS** de flexibilité choisis et confirmés par le **LFM** d'Enedis : le « **SS1 : Déplacement de charge** », le « **SS2 : Réponse à la demande** » et « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** ». Les particularités de ses offres sont décrites ci-dessous.

4.4.1 SS1 : Déplacement de charge

Le **SS** du déplacement de charge est décrit dans la section 2.3.6. Dans le cas du « **SS1 : Déplacement de charge** », il est considéré que 10% de la consommation communautaire est flexible (selon le Tableau 4). La consommation va être déplacée des heures de pointe aux heures creuses (selon la Figure 66). Le prix de chaque kilowatt-heure déplacé sera de 10c€/kWh. La Figure 68 présente le profil de consommation ajusté par le « **SS : Déplacement de charge** » obtenu.

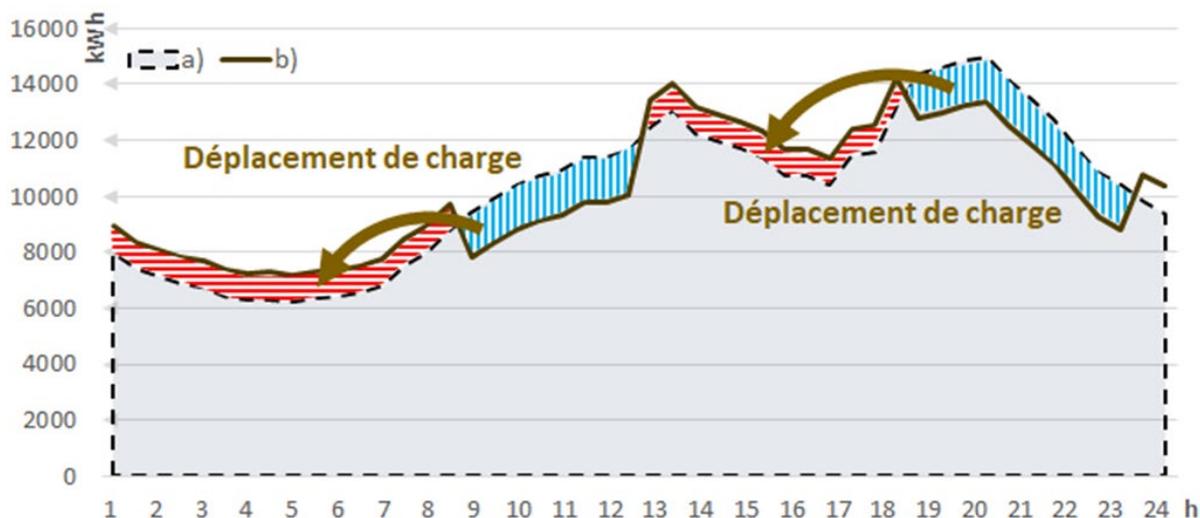


Figure 68 : Le profil de consommation pour **SS : Déplacement de charge** obtenu.

4.4.2 SS2 : Réponse à la demande

Dans le cas du **SS2 : Réponse à la demande**, il est considéré que 10% de la consommation communautaire soit flexible et peut être délesté sans dégradation de confort des

consommateurs, mais le prix de pénalité sera de 35 c€/kWh. La Figure 69 présente le profil de la consommation ajusté par le **SS2 : Réponse à la demande** obtenue.

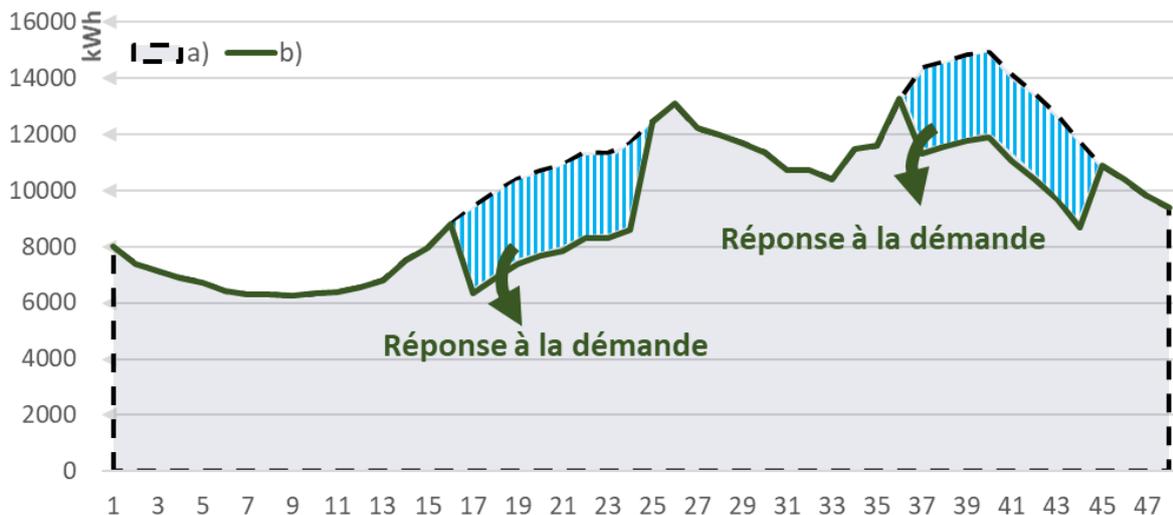


Figure 69 : Le profil de consommation pour le **SS2 : Réponse à la demande** obtenue.

4.4.3 SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse

Cette méthode est présentée dans la section 2.3.6 et Annexe Q. Pour cette étude, il est considéré que l'**Agrégateur** réserve 10 MWh de la capacité du **CESS** pour le « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** ». Cette capacité se compose majoritairement du **CESS**, mais peut prendre en compte également les **BESS** résidentiels (si disponible), lesquels vont être gérés par le **CT** de l'**Agrégateur**. Cette capacité représente une réserve de 10 MWh des 25 MWh totaux du **CESS**.

Selon 2.2.4, la participation directe et individuelle des **Prosommateurs** sur le marché de l'électricité n'est pas réalisable économiquement. Ceci en raison de la capacité généralement faible des **BESS** résidentiels. Le **LFM** a généralement une limitation de la capacité minimale. Les **Agrégateurs** assemblent les ménages en tant qu'entités jusqu'à ce que la capacité totale atteigne la limite requise.

Le prix de la rémunération de la flexibilité (d'énergie) déchargée / chargée pendant le « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** » est considéré égal à 10 c€/kWh, hors taxes [27]. Les simulations ont été effectuées à l'aide de la **Programmation Graphique des Flux d'État** (*Stateflow Chart Programming*) de Matlab / Simulink. La **ZC** est considérée de 4h00 à 8h00 (avant les heures pleines du matin) pour la régulation à la baisse, et à partir de 18h00 jusqu'à 22h pour une régulation à la hausse (ceci correspond aux heures pleines du soir). Le **TC** est considéré égal à 4 heures et applicable immédiatement dès le début de la **ZC**.

Le niveau du **SOC** pour tous les **BESS** et le **CESS** est limité entre 0,20 et 1. Les capacités des **CESS** réservés et des **BESS** résidentiels sont gérés de manière similaire. Selon 2.3.6, le cycle journalier commence généralement par la décharge jusqu'à niveau minimal du stockage en raison de l'alimentation de la consommation locale (Figure 109). Puis, après le « **Down call** » du **LFM**, le système de stockage commencera à se charger du **DG** (ou par la **SE** de la génération

PV, si disponible) par la valeur de la référence uniforme $P_{DOWN}^{CALLref^i}$ (calculé pour chaque unité de stockage i en fonction de son état et de la capacité réservée). Après avoir atteint la valeur maximale du **SOC** autorisée, le système passe en mode veille. En fin de journée, après le signal « **UP call** », le système de stockage se déchargera uniformément dans le **DG** (en alimentant localement la consommation) avec la valeur référentielle de décharge $P_{up}^{callref^i}$ (calculé pour chaque unité de stockage i). Après la décharge jusqu'au niveau minimal acceptable, les capacités réservées passeront à la gestion du **EMS** du **MRCI** (Figure 107).

Comme décrit précédemment, il est considéré pour le « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** », une énergie totale de 10 MWh. Pour cette simulation, il est prévu que le signal d'appel va apparaître pour la régulation à la hausse ainsi qu'à la baisse. Autrement dit, dans la **ZC** matinale le système de stockage se chargera de 10 MWh. Puis, dans la **ZC** du soir, il se déchargera de 10 MWh dans le **DG** (avec la valeur de charge / décharge définie précédemment). La courbe prévue de la consommation avec le **SS3** intégré est présentée sur la Figure 70.

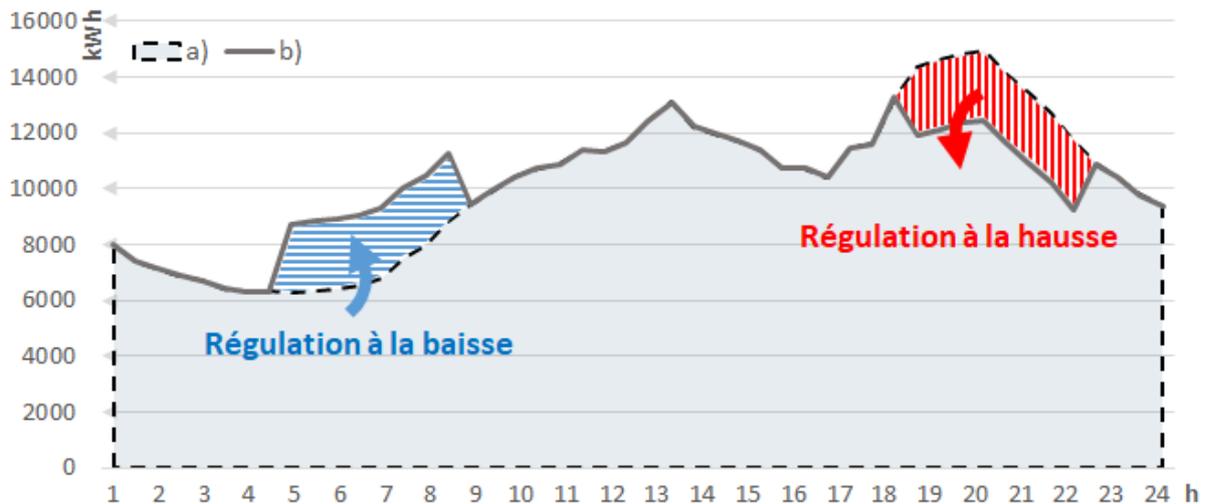


Figure 70 : La courbe prévue de la consommation avec le « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** » intégré.

Toutes les données de chaque **SS0-SS3** (paramètres du système, profils de consommation, stratégies de gestion des consommateurs, etc.) sont regroupées dans le bloc « **Prévision données J + 1 actualisée (par SS de flexibilité)** » et entrent dans la séquence « **OPF** » décrit dans la section 3.6.4.

Conclusion du chapitre

Ce chapitre présente le processus préparatoire pour l'évaluation pratique de la stratégie de gestion développée décrit dans le chapitre précédent. Il commence par la description de cas d'évaluation pratique, soit la communauté urbaine réelle choisie qui va être convertie en microréseau communautaire intelligent. Le chapitre présente les paramètres de la communauté, l'analyse profonde de son profil de la consommation, du système de distribution existant ainsi que de l'emplacement géographique.

Ensuite, il effectue le dimensionnement des systèmes photovoltaïques (**PV**) et de système de stockage d'énergie centralisé (**CESS**) pour le microréseau communautaire intelligent considéré. Le choix a été justifié par plusieurs méthodes et techniques. Les deux stratégies de la tarification de l'électricité ont été définies (Heures Creuses / Tarification Dynamique). Enfin, le chapitre présente et décrit les trois services système (**SS**) de flexibilité considérées comme possible pour l'évaluation pratique.

Les données obtenues dans ce chapitre composent les données de base pour l'évaluation pratique du système de la gestion développée.

Chapitre 5. **Stratégie de flux de puissance optimal jour à l'avance (DA-OPF) développée**

Ce chapitre effectue l'application du système de la gestion développée au cours de cette thèse sur la microcommunauté urbaine définie et décrite dans le chapitre précédent. La première section de ce chapitre représente le processus de définition de la stratégie de la gestion optimale (**DA-OPF**) pour le cas de la tarification de l'électricité « heures creuses ». La deuxième section du chapitre représente la même évaluation pour le cas de la « tarification dynamique ». Ces deux approches permettent d'évaluer l'influence de la tarification de l'électricité différente pour les mêmes conditions opérationnelles.

La troisième section de ce chapitre présente l'application pratique de la stratégie développée sur une plateforme d'émulation du microréseau à petite échelle. Cette démarche permet d'évaluer la faisabilité et aussi la conformité de la stratégie prévue et les données réelles.

5.1 DA-OPF (Tarification double)

Ce chapitre vise à évaluer le système de gestion prédictive développé du **MRCI** avec le prix de l'électricité décrit dans la section Annexe P.

Pour la formulation mathématique, d'abord il faut considérer la question de puissance réactive. La compensation de la puissance réactive est particulièrement pertinente pour les entreprises industrielles, grâce aux machines asynchrones, fours à induction et à arc, les lampes à ballast magnétique à fluorescence ou à décharge, etc. Les consommateurs résidentiels génèrent aussi de la puissance réactive, mais à une échelle beaucoup plus inférieure. Aussi, toutes les installations de génération **PV** raccordées en **BT** ou **HTA** ont généralement un système intégré de contrôle de puissance réactive [199]. Pour l'évaluation actuelle, il est considéré que le contrôle de la puissance réactive est imposé sur les onduleurs de génération **PV** et de **CESS**, qui sont uniformément distribués sur les zones de consommation de la communauté [222]. Pour ces raisons, la formulation mathématique d'**OPF** développé considère seulement les flux de puissance active.

La séquence « **OPF** » reçoit les données d'entrées du bloc « **Prévision données $J + 1$ actualisé (par SS de flexibilité)** » et les paramètres du système appropriés. En résolvant le problème d'optimisation pour chaque cas, la séquence « **OPF** » compare les valeurs de la **FO** obtenues. Ces valeurs sont présentées sur le Tableau 6.

Tableau 6 : La séquence « **OPF** » : les valeurs de la **FO** pour les **SS** (« **tarification double** »)

Type de SS de flexibilité	Valeurs de la FO (« tarification double »)
SS0 : Fonctionnement normal (sans SS)	4790900
SS1 : Déplacement de charge	4160900
SS2 : Réponse à la demande	5742020
SS3 : Régulation à la hausse et à la baisse	4424200

La Figure 71 présente graphiquement les données d'entrée et les données de sortie de la séquence « **OPF** ». Pour tous les cas considérés, les **Prosommateurs** et la consommation flexible sont gérés avec le **CT** selon l'offre de **SS** de flexibilité considérée décrite précédemment (**SS0-SS3**). L'offre qui assure la valeur de la **FO** minimale va être choisie par la séquence « **OPF** » comme la stratégie prédictive de gestion du **MRCI** (de point de vue optimal global). Selon le Tableau 6, c'est l'offre **SS1 : Déplacement de charge** grâce à sa valeur de la **FO** minimale. Elle devient la stratégie prédictive de la gestion du **MRCI** appropriée **DA – OPF_{J+1}(SS1)**. La Figure 72 décrit précisément cette stratégie et les relations des paramètres d'opérations en fonction du prix de l'électricité journalière.

Car les valeurs de la génération **PV** et d'une partie de la consommation ne sont pas flexibles, ce sont les valeurs de la puissance d'opération du **CESS** et du **DG** qui représentent les leviers de la gestion énergétique du **MRCI**. Le principe de gestion prédictive est alors de varier la référence du **CESS** selon la stratégie, et le taux d'utilisation du réseau va se changer mutuellement (selon les lois de Kirchhoff).

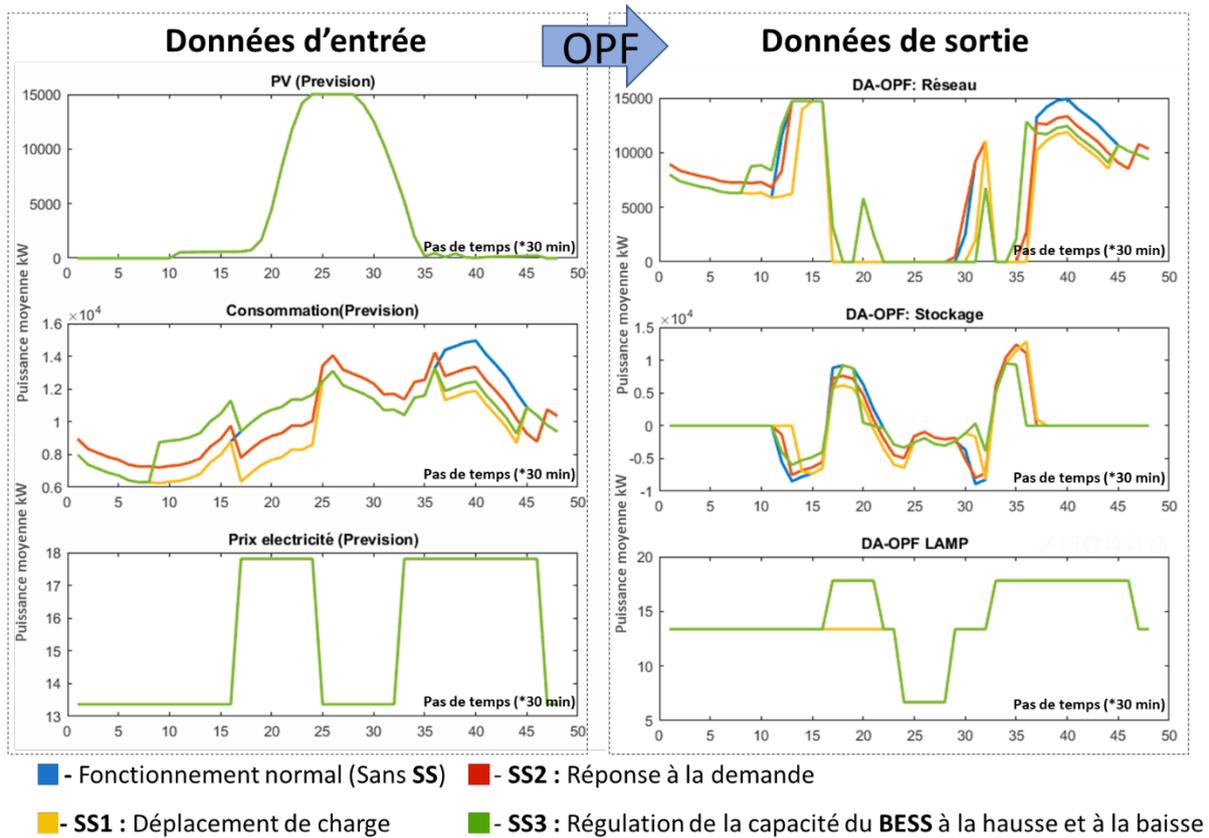


Figure 71 : Les données d'entrée et de sortie de la séquence « OPF » pour les cas SS0-SS3.

La Figure 72 montre que dans la première partie de la journée, la séquence « OPF » privilégie

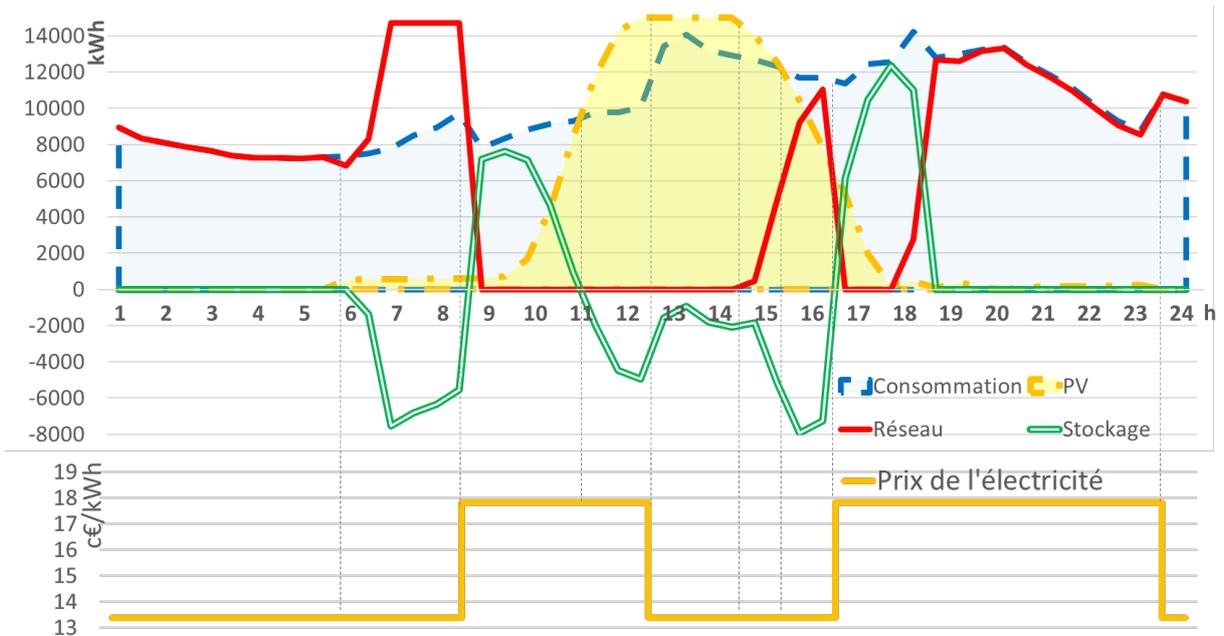


Figure 72 : La stratégie prédictive de gestion MRCI DA – OPF_{J+1}(SS1).

l'utilisation de l'énergie du **DG** (heures creuses). Avant le début des heures pleines du matin, l'**OPF** va charger maximalelement le **CESS** pour ensuite utiliser l'énergie stockée pour alimenter la consommation du **MRCI** avant le début de la génération **PV** (arbitrage énergétique).

Par la suite, lorsque la génération communautaire **PV** commence, l'**OPF** privilégie le stockage de l'énergie excessive générée **PV** dans le **CESS**. Avant le début des heures pleines du soir, l'**OPF** envisage de charger maximalelement le **CESS** et aussi de profiter de l'arbitrage énergétique. Dans le période des heures pleines du soir, quand la consommation du **MRCI** augmente et que la génération **PV** diminue progressivement, l'**OPF** préfère utiliser l'électricité stockée précédemment dans le **CESS** pour répondre à la demande électrique manquante, jusqu'à l'épuisement du système de stockage.

L'**OPF** exploite le **CESS** pour alimenter le microréseau urbain et pour ne pas utiliser le **DG** pendant une grande partie des heures pleines. Il est remarquable que l'optimisation « **OPF** » permette de réduire considérablement l'utilisation du **DG** en minimisant le **LAMP** du microréseau considéré pour chaque période.

Après l'achèvement réussi, la stratégie développée **DA – OPF_{J+1}(SS1)** passe à l'étape d'évaluation (la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** »).

5.1.1 Évaluation DA-OPF

Selon la méthodologie décrite dans la section 3.6.5, pour chaque itération d'évaluation N , la **MCS** génère les courbes de génération **PV** et de consommation, grâce à l'erreur de prévision définit précédemment. Elles passent à travers la séquence « **OPF** » pour définir la stratégie prédictive de gestion pour l'itération N avec les données du système et le prix de l'électricité.

En cas d'impossibilité de résoudre le problème d'optimisation, ou en cas de dépassement de la valeur maximale autorisée de l'erreur de simulation, le cycle d'évaluation s'arrête. Les Figure 111 à Figure 115 de Annexe U.1 montrent le processus d'évaluation pour la stratégie **DA – OPF_{J+1}(SS1)**.

Comme noté précédemment, le but du processus d'évaluation est de vérifier la fiabilité de la stratégie prédictive de gestion. L'évaluation de **DA – OPF_{J+1}(SS1)** en $N=24^{\text{ème}}$ itération a échoué en raison du fait que le solveur n'a pas pu trouver la résolution. Ceci est dû à cause de la perte de la faisabilité d'une des contraintes entières et/ou linéaires avant que l'erreur de simulation maximale autorisée de (50) n'ait été atteinte. Cela signifie qu'avec une combinaison de données d'entrées possibles (déviation des données prévues par erreur de prévision par la **MCS**), le système dépasse la limite de stabilité opérationnelle et toutes les limites et contraintes du **MRCI** ne peuvent plus être respectées. Dans ce cas, le stratégie **DA-OPF SS1** est reconnue comme infaisable. Autrement dit, cette offre de **SS** dans ces conditions particulières peut amener significativement l'opération du **MRCI** vers un collapse du système électrique.

Dans ce cas, selon la Figure 34 et la Figure 41, l'algorithme se retourne vers la séquence « **OPF** ». Le processus d'**OPF** recommencera alors en excluant l'offre **SS1**. Comme décrit sur le Tableau 6, la prochaine valeur minimale de la **FO** (sauf **SS1**) est appropriée au « **SS3** :

Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse ». La stratégie de gestion du **MRCI** appropriée, $DA - OPF_{J+1}(SS3)$, est présentée sur la Figure 73.

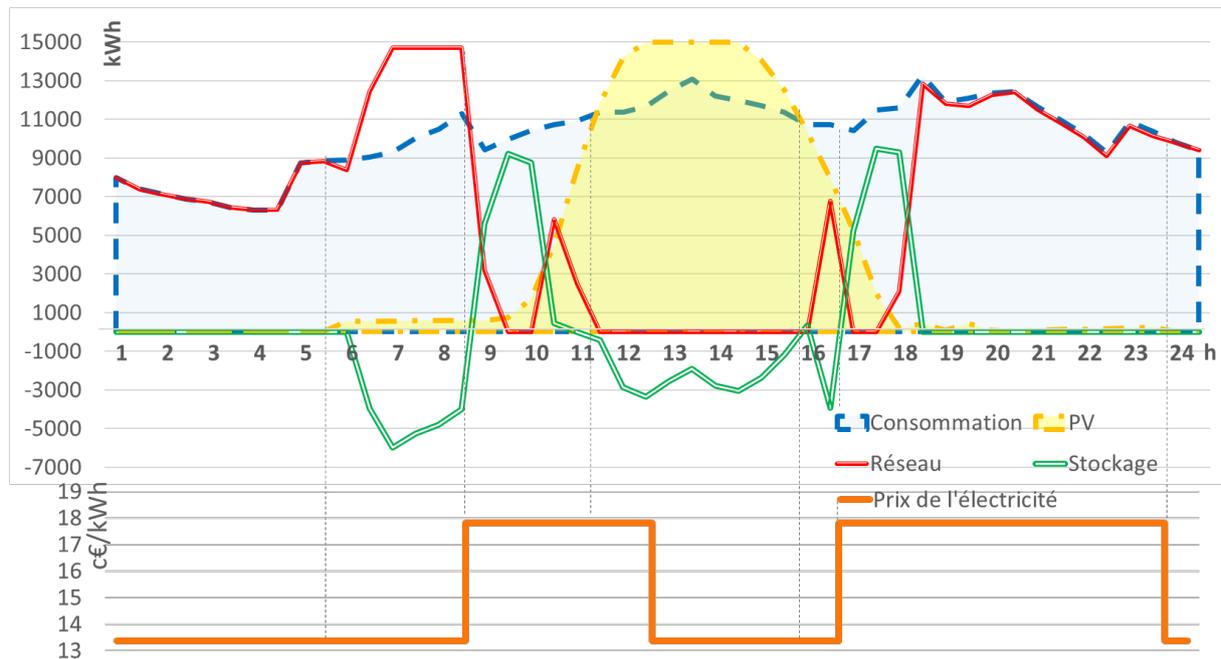


Figure 73 : La stratégie prédictive de la gestion du **MRCI** $DA - OPF_{J+1}(SS3)$.

Cette figure montre les profils d'opération du **MRCI** en fonction des conditions opérationnelles et en fonction du prix. Les Figure 116 à Figure 120 de l'0 montrent le processus d'évaluation consécutif.

Dans ce cas, après $N=61$ évaluations, l'erreur de simulation présentée dans (50) atteint la valeur maximale autorisée. La stratégie $DA - OPF_{J+1}(SS3)$ a réussi l'évaluation et elle devient $DA - OPF_{J+1}^e$, la stratégie de gestion prédictive évaluée du **MRCI**, et, est acceptée pour être appliquée $J + 1$. En cas de confirmation de sa faisabilité, le **LFM** va recevoir de l'**Agrégateur** la confirmation de la participation dans l'offre **SS3** de flexibilité. Dès que l'offre est confirmée par l'**Agrégateur**, le **MRCI** va recevoir des profits économiques dans le cas de sa mise en œuvre ainsi que des pénalités en cas d'échec.

La section suivante présente l'analyse technique et économique approfondie de la stratégie développée en comparaison avec d'autres systèmes de gestion.

5.1.2 Analyse des résultats

La Figure 73 présente la stratégie de gestion prédictive évaluée du **MRCI**, $DA - OPF_{J+1}^e$, qui a réussi l'évaluation et qui a confirmé sa faisabilité.

La Figure 74 montre l'évaluation du **SOC** du **CESS** pendant l'opération du **MRCI** selon le $DA - OPF_{J+1}^e$. Comme indiqué précédemment, le **SS3** prévoit la réservation de 10 MWh de la capacité du **CESS** pour le service de flexibilité du **DG**. Les 15 MWh restants ont été à la disposition du système d'opération **DA-OPF** développé et présenté ci-dessous.

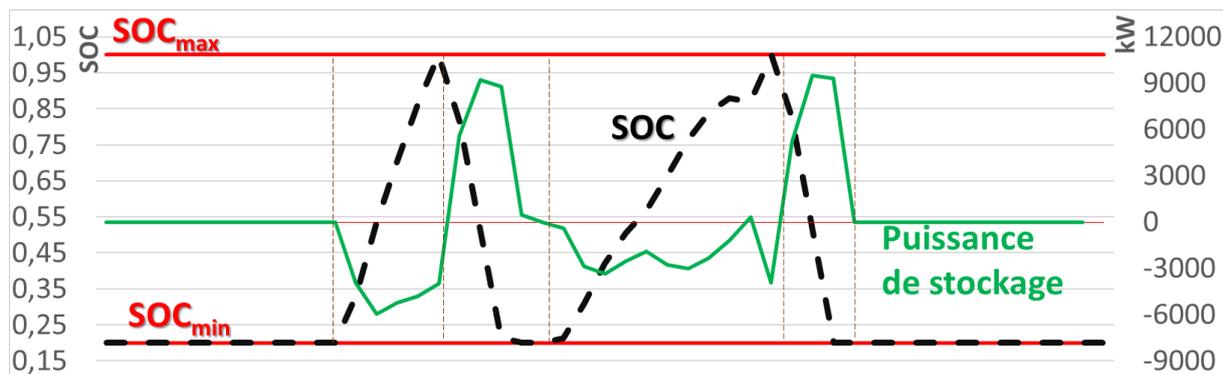


Figure 74 : $DA - OPF_{J+1}^e$: L'opération du CESS (en jaune) et son SOC (en noir pointillé).

Il est remarquable que le CESS fasse deux cycles de charge / décharge pendant la journée. La séquence « OPF » préfère charger le CESS du DG avant les heures pleines, pour ensuite alimenter la communauté par cette énergie (arbitrage énergétique). Également, il charge le CESS par la SE d'ER avec l'aide du DG. La Figure 75 présente la courbe du LAMP en relation avec le prix de l'électricité journalière (« tarification double »).

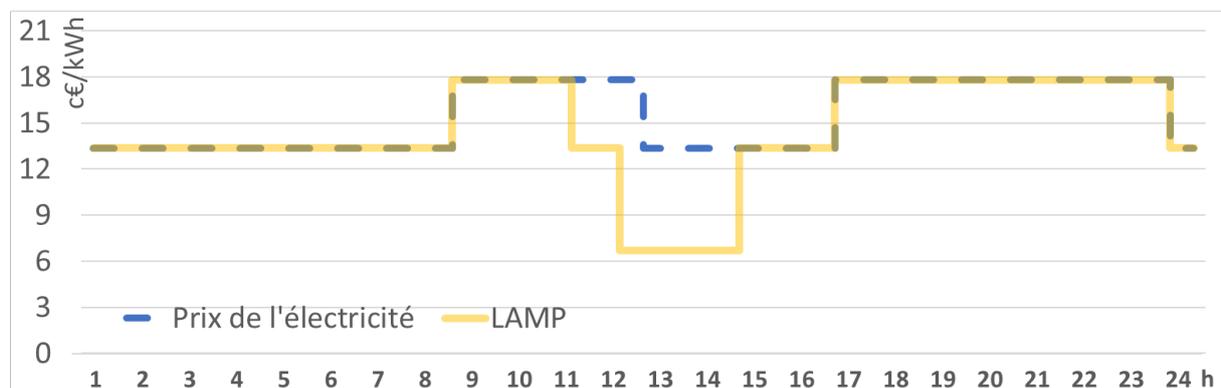


Figure 75 : $DA - OPF_{J+1}^e$: Évaluation du LAMP par rapport au prix de l'électricité (« tarification double »).

Pendant l'après-midi, la valeur du LAMP est significativement en dessous du prix de l'électricité. Vu précédemment dans la section 3.4.7, cet effet est obtenu grâce à la génération d'ER, à la gestion de stockage, aux flux de la SE et à l'arbitrage énergétique. Le Tableau 7 présente des valeurs opérationnelles pour cette stratégie développée.

Tableau 7 : Les valeurs opérationnelles de la $DA - OPF_{J+1}^e$ (« tarification double »).

Valeurs (24h)	DA-OPF
Génération PV	87314 kWh
Consommation totale	244992 kWh
CESS opération (Charge / Décharge)	-24161 / 24161 kWh
Opération du DG	157699 kWh
Prix de l'électricité (Moyen)	15,405 c€/kWh
LAMP (Moyen)	14,43 c€/kWh

Le respect des valeurs maximales et minimales du **SOC** du **CESS** présentées sur la Figure 74, ainsi que l'énergie chargé / déchargé de même valeur pendant la journée, indique une opération correcte du système de gestion développé.

L'analyse économique est présentée sur le Tableau 7. Il y a 3 cas de comparaison et un cas de « **Base** ». Ce cas de « **Base** » décrit le fonctionnement de la communauté d'Alfortville avant la conversion en **MRCI Alfortville** (sans génération **PV**, **CESS**, **EMS**). Toute l'énergie pour alimenter la consommation est directement achetée du **DG** avec le prix du réseau. Le **cas 1** est appelé le « cas d'autoconsommation ». Ici, la communauté est convertie en **MRCI** par intégration de la génération **PV** et du **CESS** décrit dans la section 0. L'**EMS** favorise l'autoconsommation. La **SE** va être stockée dans le **CESS** et être utilisée pendant l'insuffisance d'alimentation. Comme décrit précédemment, ce type de gestion est très répandu et est très commun pour les systèmes de gestion **PV** et de stockage avec l'**EMS** conventionnel.

Le **cas 2** est l'application du système de gestion développé par la **DA-OPF** sans fourniture des **SS** (**SS0**). Le profil de la consommation communautaire est identique au **cas 1**.

Le **cas 3** est l'application du système de gestion développé par la **DA-OPF** avec la fourniture des **SS** de flexibilité. Dans le cas de l'étude actuelle, c'est la stratégie **DA – OPF_{J+1}^e** avec l'offre « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** » (décrit dans la section Annexe Q). Le Tableau 8 présente l'analyse économique de ces différents cas.

Tableau 8 : Analyse économique de l'opération du **MRCI Alfortville** en simulation du 17 décembre 2019.

Case	Description	Valeur
Base	Prix total journalier communautaire de l'électricité (Cas conventionnel)	38631 €
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (Cas conventionnel)	15,76 c€/kWh
1)	Prix total journalier communautaire de l'électricité (Cas d'autoconsommation)	25249 €
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (Cas d'autoconsommation)	10,31 c€/kWh
2)	Prix total journalier communautaire de l'électricité (DA-OPF sans SS (SS0))	23954 €
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (DA-OPF sans SS (SS0))	9,77 c€/kWh
3)	Prix total journalier communautaire de l'électricité (DA-OPF avec SS (SS3))	22122 €
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (DA-OPF avec SS (SS3))	9,02 c€/kWh

Le prix total journalier communautaire de l'électricité est calculé de manière suivante : la somme des dépenses de la communauté urbaine pour l'électricité soutirée du **DG** au prix du **DG** (selon l'heure) moins les bénéfices de la participation dans les **SS** (si il y en a). La valeur du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire représente le prix total journalier communautaire de l'électricité divisé par l'énergie totale consommée par la communauté.

Dans le **cas 1**, la communauté atteint une réduction du prix de l'électricité d'environ **34,6%** par rapport au cas de « **Base** » (de 38631 €/jour à 25249 €/jour du prix total et de 15,76 c€/kWh à 10,31 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire respectivement).

Dans le **cas 2**, les paramètres du système sont les mêmes que dans le **cas 1**. Le changement du mode opératoire du **MRCI**, c'est-à-dire le passage de « méthodes simples » de l'augmentation de l'autoconsommation, vers le mode « plus intelligent » développé, permet d'avoir des réductions supplémentaires sur le prix de l'électricité communautaire comme suit : à environ **5,1%** par rapport au **cas 1** (de 25249 €/jour à 23954 €/jour du prix total et de 10,31 c€/kWh à 9,77 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire), à environ **37,9%** par rapport au cas de « **Base** » (de 38631 €/jour à 23954 €/jour du prix total et de 15,76 c€/kWh à 9,77 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire) sans changer la configuration du **MRCI**. Ce cas-là souligne l'importance de l'opération intelligente pour les mêmes conditions opérationnelles.

Le **cas 3** représente le **MRCI** opéré par la **DA – OPF_{J+1}**^e développée pour l'offre **SS3**. La gestion intelligente par la **DA-OPF** ainsi que la participation dans les **SS** de flexibilité permet de réduire le prix communautaire de l'électricité à environ **7,6%** par rapport au **cas 2** (de 23954 €/jour à 22122 €/jour du prix total et de 9,77 c€/kWh à 9,02 c€/kWh), à environ **12,3%** par rapport au **cas 1** (de 25249 €/jour à 22122 €/jour du prix total et de 10,31 c€/kWh à 9,02 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire), et à environ **42,7%** par rapport au cas de « **Base** » (de 38631 €/jour à 22122 €/jour du prix total et de 15,76 c€/kWh à 9,02 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire) sans changement de la configuration du **MRCI** et pour les mêmes conditions opérationnelles.

Le Tableau 9 représente la réduction du prix de l'électricité final (en pourcentage) pour les cas différents sous la considération de la « **tarification double** ». La Figure 76 représente la version graphique de cette évolution du prix de l'électricité.

Cette analyse économique montre que le mode d'opération développé, basé sur la prévision de données, l'optimisation non linéaire et la flexibilité, permet d'avoir des avantages supplémentaires. Aussi il permet de réduire significativement le prix communautaire de l'électricité sans changer la configuration du réseau et en appliquant seulement le mode

Tableau 9 : L'évaluation du prix de l'électricité (en pour cent) pour les cas différents sous la considération (système : « **tarification double** »).

Cas de référence	L'évolution du prix de l'électricité :		
	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Cas « Base »	-34,6%	-37,9%	-42,7%
Cas 1		-5,1%	-12,3%
Cas 2			-7,6%

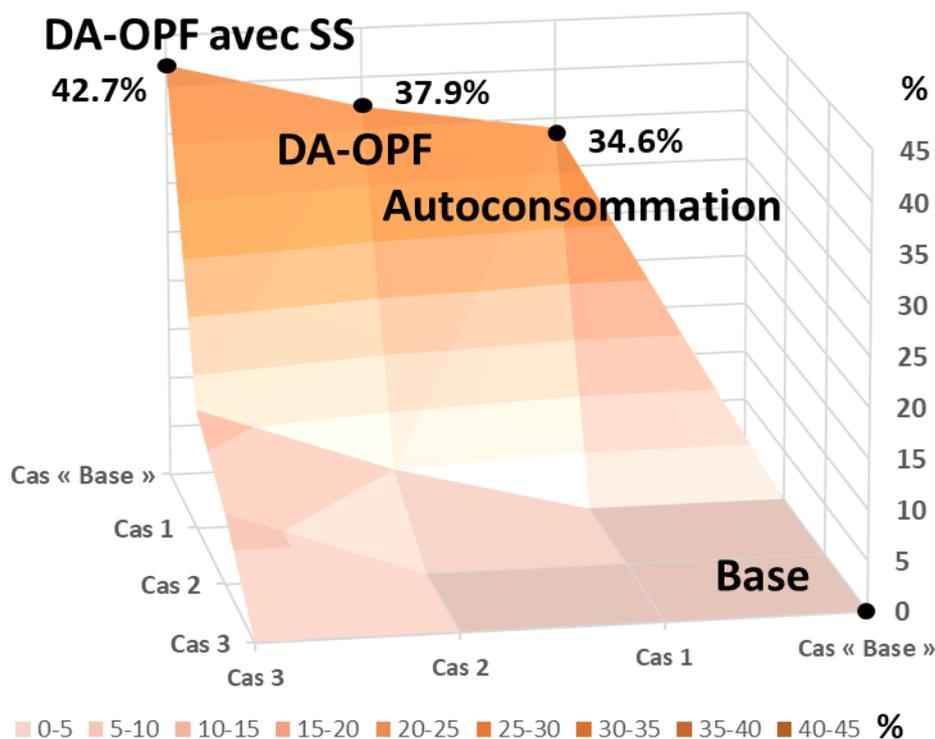


Figure 76 : Version graphique de l'évolution du prix de l'électricité de **MRCI**.

« intelligent » de gestion. Parmi les avantages supplémentaires, d'un côté, la participation de **MRCI** dans les **SS** de flexibilité permet de fournir la flexibilité supplémentaire au **DG** d'un autre côté.

La section suivante évalue l'influence du changement de la politique tarifaire sur l'opération du **MRCI** vers la « **tarification dynamique** », pour les mêmes configurations et conditions d'opération du système.

5.2 DA-OPF (Tarification dynamique)

La deuxième partie d'évaluation pratique examine l'influence du changement du système de tarification du **MRCI** de « **tarification double** » à « **dynamique** » pour les mêmes conditions d'opération.

Le profil du prix de l'électricité sous la « **tarification dynamique** » est pris de la section 4.3.2. La Figure 67 représente la réflexion d'évaluation du marché français du prix de gros de l'électricité du 17 décembre 2019. La valeur moyenne journalière du prix de la « **tarification dynamique** » est sélectionnée égale à 15,405 c€/kWh. Elle est sélectionnée de manière à ce qu'elle soit la même que celle du cas « **tarification double** » (Figure 66). Cela permettra d'évaluer plus précisément l'influence de la « **tarification dynamique** » sur l'opération du **MRCI**. La Figure 77 présente le profil du prix dynamique de l'électricité considéré.

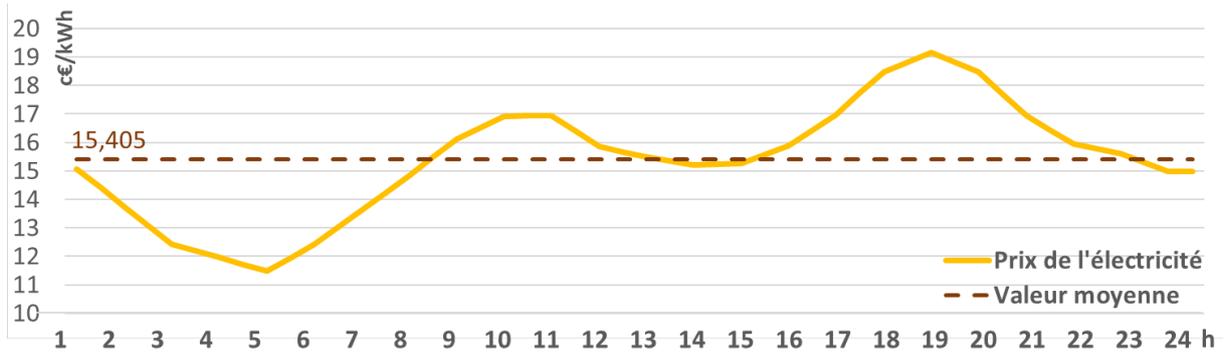


Figure 77 : Le profil du prix de l'électricité dans le **DG** considéré pour le 17 février 2020 (« **tarification dynamique** »).

La Figure 78 montre la **DA-OPF** de **SS0** pour le cas « **tarification double** » et le cas « **tarification dynamique** ». Il est visible une déviation relative des données de la sortie de la séquence « **OPF** » en raison du changement du système de tarification.

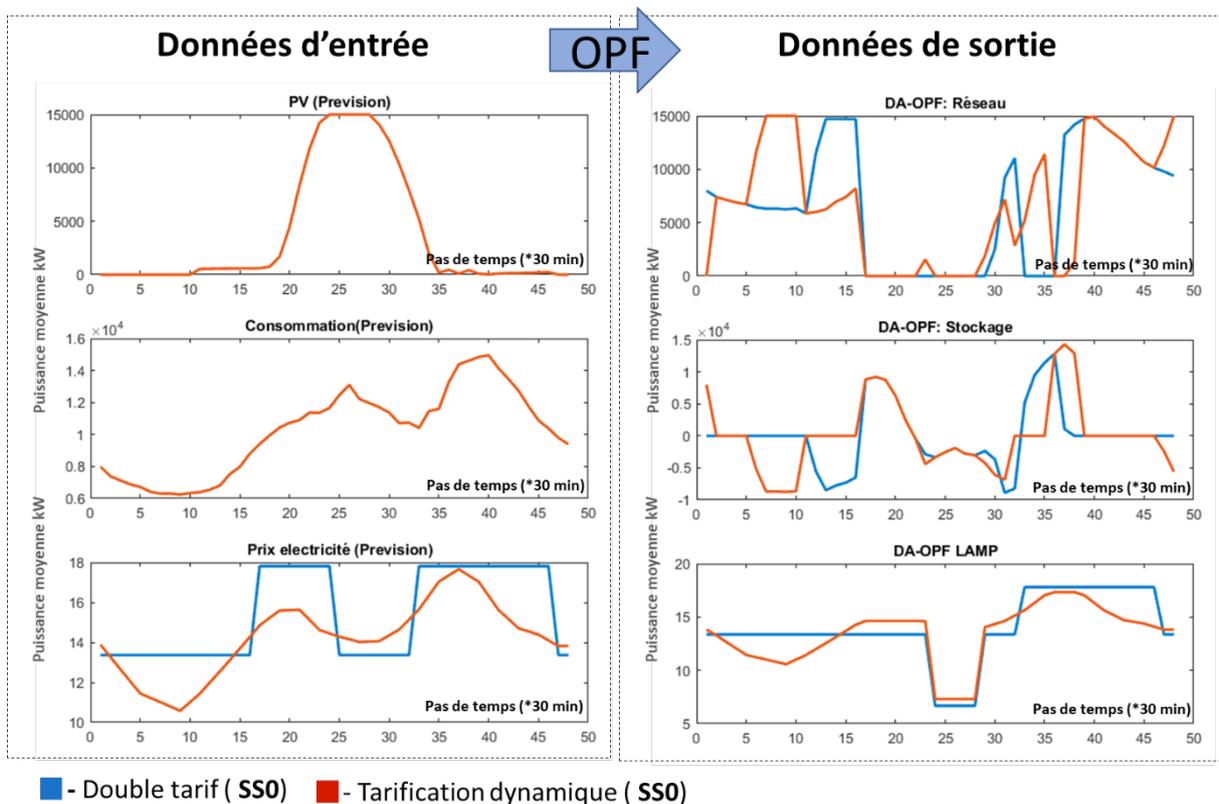


Figure 78 : **DA-OPF** : Comparaison des cas « **tarification double** » et « **tarification dynamique** » pour **SS0**.

À première vue, la stratégie de gestion **DA-OPF** est relativement différente pour ces deux cas. Similaire à l'évaluation précédente, la séquence « **OPF** » reçoit les données d'entrées du bloc « **Prévision données J + 1 actualisée (par SS de flexibilité)** » et les paramètres du système appropriés. En résolvant le problème d'optimisation pour chaque cas, la séquence « **OPF** » compare les valeurs des **FO** obtenues. Ces valeurs sont présentées dans le Tableau 10.

Tableau 10 : La séquence « **OPF** » : les valeurs de la **FO** pour les **SS** considérés (« **tarification dynamique** »). Comparaison avec la « **tarification double** ».

Type de SS	Valeurs de FO	
	Tarification double	Tarification dynamique
SS0 : Fonctionnement normal (sans SS)	4790900	4683600
SS1 : Déplacement de charge	4160900	4058400
SS2 : Réponse à la demande	5742020	5593120
SS3 : Régulation à la hausse et à la baisse	4424200	4319200

La Figure 79 présente graphiquement les données d'entrée et les données de sortie pour chaque cas d'étude. Les **Prosommateurs** et la consommation flexible sont gérés avec le **CT** selon l'offre **SS** de flexibilité considérée décrite précédemment (**SS0-SS3**).

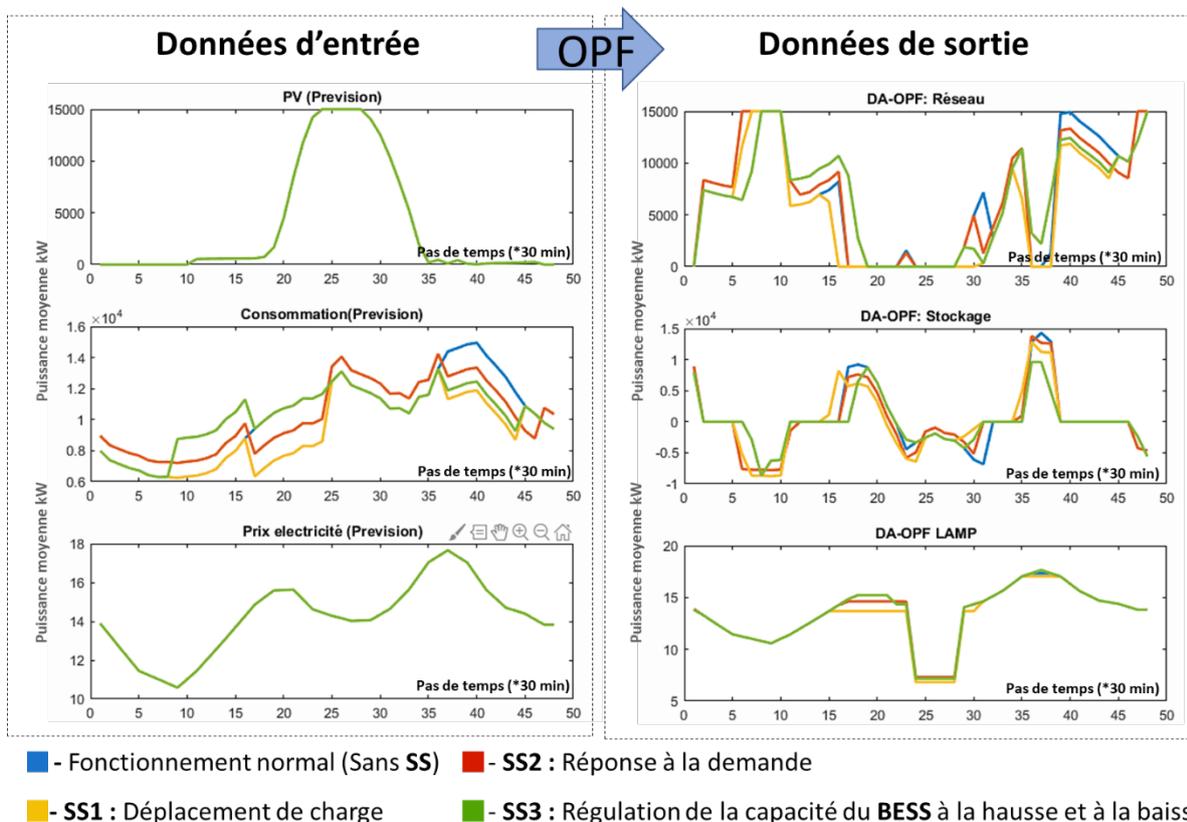


Figure 79 : Les données d'entrée et de sortie de la séquence « **OPF** » pour les cas **SS0-SS3** (« **tarification dynamique** »).

La séquence « **OPF** » choisit la stratégie prédictive de la gestion du **MRCI** pour l'offre qui assure la valeur de la **FO** minimale (optimum global). Dans l'évaluation actuelle, c'est aussi l'offre le **SS1 : Déplacement de charge**.

La stratégie prédictive de gestion du **MRCI** développée, $DA - OPF_{j+1}(SS1)$, et son influence sur le prix de l'électricité sont présentées sur la Figure 80.

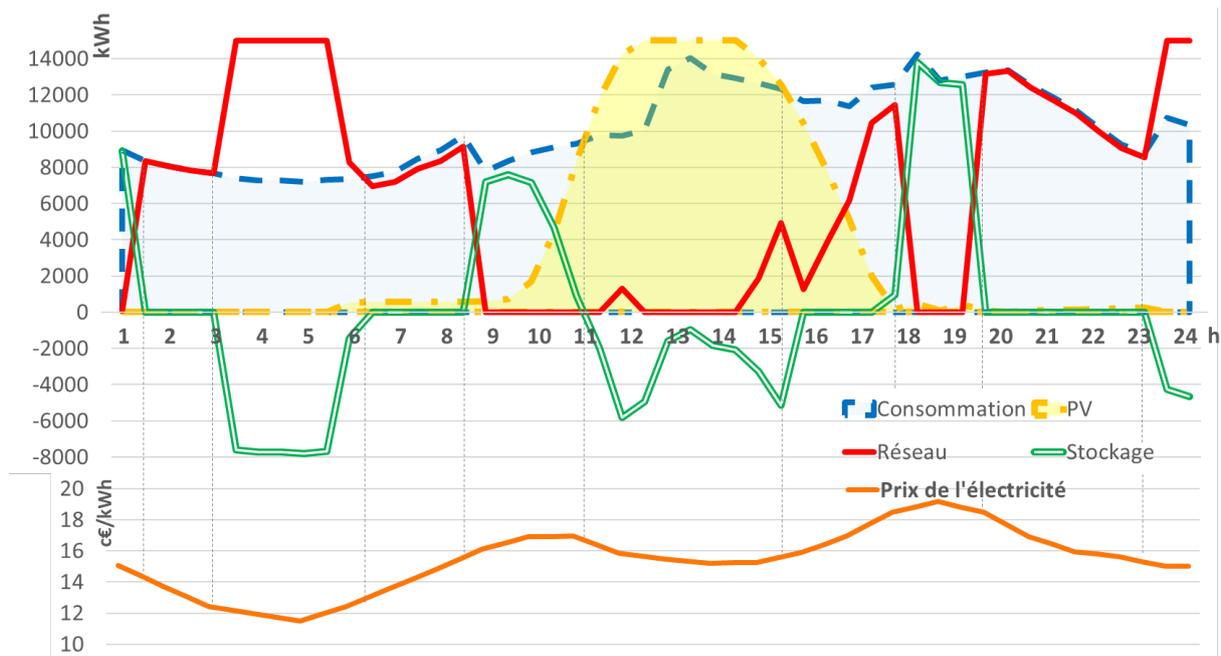


Figure 80 : La stratégie prédictive de gestion du **MRCI DA – $OPF_{J+1}(SS1)$** (« **tarification dynamique** »).

Cette figure montre que dans la première partie de la journée, la séquence « **OPF** » privilégie l'utilisation de l'énergie du **DG**. Avant la hausse du prix du matin, la séquence « **OPF** » charge maximale le **CESS** pour ensuite utiliser l'énergie stockée pour alimenter la consommation du **MRCI** avant le début de la génération **PV**.

Par la suite, lorsque la génération communautaire **PV** commence, la séquence « **OPF** » privilégie le stockage de l'énergie excessive générée dans le **CESS**. Avant le début de la hausse du prix du soir, la séquence « **OPF** » envisage de charger maximale le **CESS**. Ensuite, dans la période des heures pleines, quand la consommation du **MRCI** augmente et que la génération **PV** diminue progressivement, la séquence « **OPF** » préfère utiliser l'électricité stockée précédemment pour répondre à la demande d'électricité manquante.

Le **CESS** est utilisé pour alimenter le microréseau urbain et pour ne pas utiliser le **DG** pendant une partie conséquente des périodes avec un prix élevé d'électricité. Le processus d'**OPF** basé sur l'optimisation permet de réduire considérablement l'utilisation du **DG**, profitant des fluctuations du prix de l'électricité et de minimiser le **LAMP** pour chaque période.

Ensuite, la stratégie développée, **DA – $OPF_{J+1}(SS1)$** , passe à la séquence « **Évaluation DA – OPF_{J+1}** ».

5.2.1 Évaluation DA-OPF

Analogiquement avec le cas « **tarification double** », pour chaque itération N d'évaluation, la **MCS** génère la courbe de génération **PV** et la consommation, dédiée sur l'erreur de prévision. Elles passent à travers la séquence « **OPF** » pour définir la stratégie prédictive de gestion pour l'itération N avec les données du système et le prix de l'électricité.

En cas d'impossibilité de résoudre le problème d'optimisation, ou en cas de dépassement de la valeur maximale autorisée de l'erreur de simulation, le cycle d'évaluation s'arrête. Les Figure 121 à Figure 125 de l'Annexe U.3 montrent le processus d'évaluation pour la stratégie **DA – OPF_{J+1}(SS1)**.

L'évaluation de **DA – OPF_{J+1}(SS1)** en $N=39^{\text{ème}}$ itération a échoué en raison du fait que le solveur n'a pas pu trouver la résolution. Ceci est dû à cause de la perte de la faisabilité d'une des contraintes entières et/ou linéaires avant que l'erreur de simulation maximale autorisée de (50) n'ait été atteinte. Cela signifie qu'avec une combinaison de données d'entrées possibles (déviations des données prévues par erreur de prévision par la **MCS**), le système dépasse la limite de stabilité opérationnelle et toutes les limites et contraintes du **MRCI** ne peuvent plus être respectées. Dans ce cas, la stratégie **DA-OPF SS1** est reconnue comme infaisable. Autrement dit, cette offre de **SS** dans ces conditions particulières peut amener significativement l'opération du **MRCI** vers un collapse du système électrique.

Selon l'algorithme présenté sur la Figure 34 et la Figure 41, l'étape suivante est de retourner vers la séquence « **OPF** ». Le processus d'**OPF** recommence en excluant l'offre **SS1**. Comme présent sur le Tableau 6, la prochaine valeur minimale de la **FO** (sauf **SS1**) est « **SS3 : Régulation de la capacité du BESS à la hausse et à la baisse** ». Le **DA – OPF_{J+1}(SS3)** est présenté sur la Figure 81.

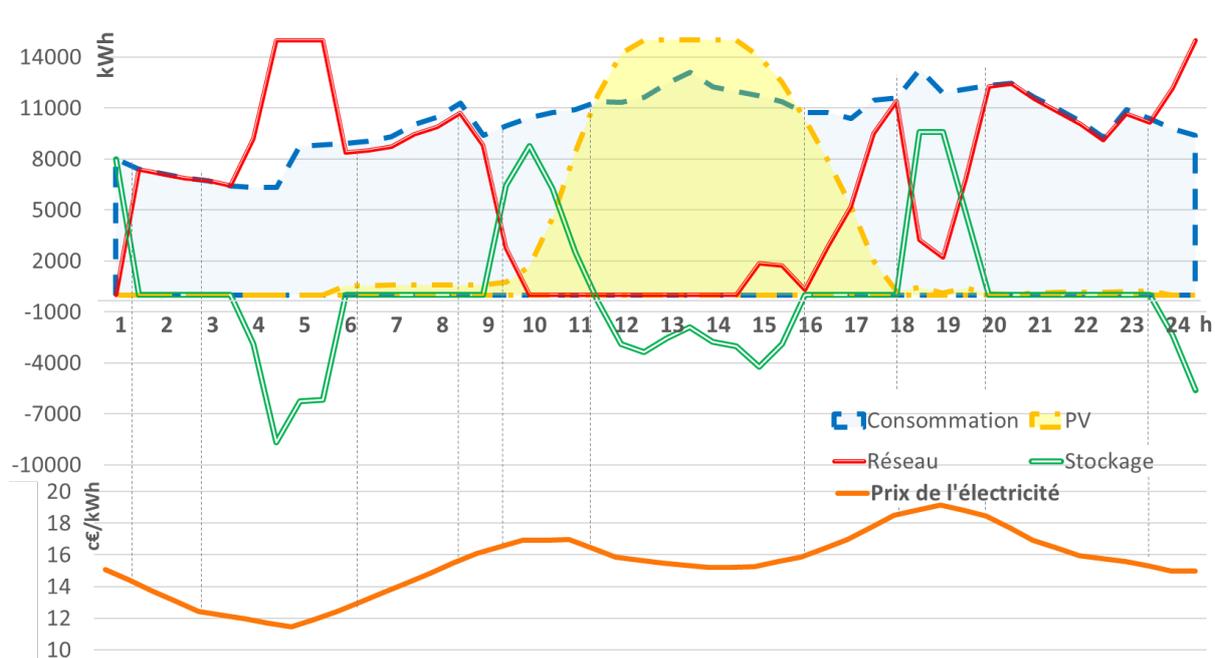


Figure 81 : La stratégie prédictive de gestion du **MRCI DA – OPF_{J+1}(SS3)** (« tarification dynamique »).

Les Figure 126 à Figure 130 de l'Annexe U.4 montrent le processus d'évaluation.

Dans ce cas, après $N=69$ évaluations, l'erreur de simulation présentée dans (50) atteint la valeur maximale autorisée. La stratégie **DA – OPF_{J+1}(SS3)** a réussi l'évaluation et elle devient **DA – OPF_{J+1}^e**, la stratégie de gestion prédictive évaluée du **MRCI**, et, est acceptée pour être appliquée $J + 1$. En cas de confirmation de sa faisabilité, le **LFM** va recevoir de

l’Agréateur la confirmation de la participation dans l’offre **SS3** de flexibilité. Dès que l’offre est confirmée par l’Agréateur, le **MRCI** va recevoir des profits économiques dans le cas de sa mise en œuvre ainsi que des pénalités en cas d’échec.

5.2.2 Analyse des résultats

La Figure 81 présente la stratégie de gestion prédictive évaluée du **MRCI**, $DA - OPF_{J+1}^e$, qui a réussi l’évaluation et qui a confirmé sa faisabilité.

La Figure 82 montre l’évaluation du **SOC** du **CESS** pendant l’opération du **MRCI** selon le $DA - OPF_{J+1}^e$. Comme indiqué précédemment, le **SS3** prévoit la réservation de 10 MWh de la capacité du **CESS** pour le service de flexibilité du **DG**. Les 15 MWh restants ont été à la disposition du système d’opération **DA-OPF** développé et présenté ci-dessous.

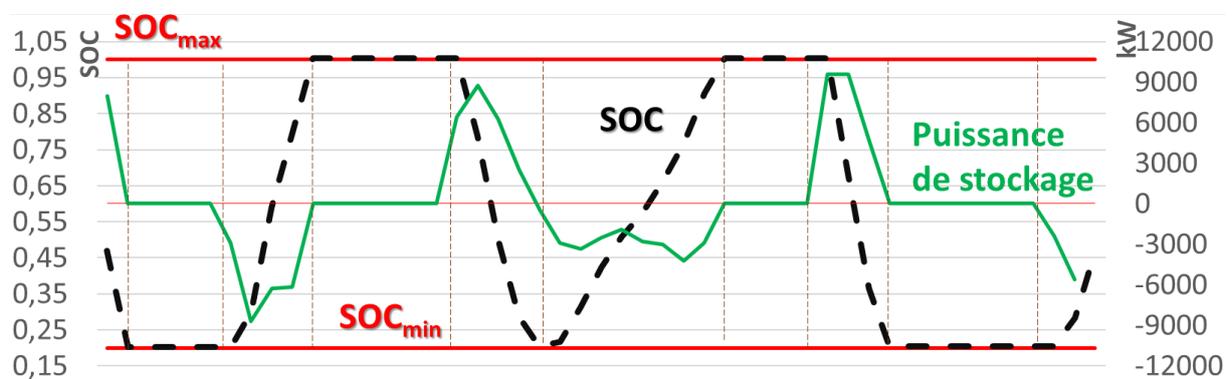


Figure 82 : $DA - OPF_{J+1}^e$: l’opération du **CESS** et le **SOC** (« tarification dynamique »).

Il est remarquable que le **CESS** fasse deux cycles de charge / décharge pendant la journée. La séquence « **OPF** » préfère charger le **CESS** du **DG** avant les heures pleines, pour ensuite alimenter la communauté par cette énergie (arbitrage énergétique). Également, il charge le **CESS** par la **SE d’ER** avec l’aide du **DG**. La Figure 83 présente la courbe du **LAMP** en relation avec le prix de l’électricité journalière (« tarification double »).

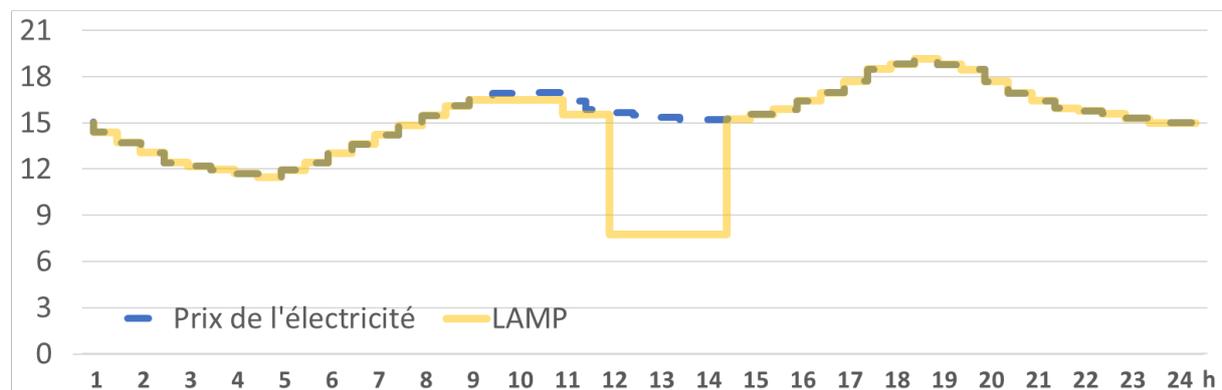


Figure 83 : $DA - OPF_{J+1}^e$: Évaluation du **LAMP** par rapport au prix de l’électricité (« tarification dynamique »).

Pendant l’après-midi, la valeur du **LAMP** est significativement en dessous du prix de l’électricité. Vu précédemment dans la section 3.4.7, cet effet est obtenu grâce à la génération

d'ER, à la gestion de stockage, aux flux de la SE et à l'arbitrage énergétique. Le Tableau 11 présente les valeurs opérationnelles pour cette stratégie développée (« **tarification dynamique** ») ainsi les valeurs pour le cas « **tarification double** ».

Tableau 11 : Les valeurs opérationnelles de la $DA - OPF_{J+1}^e$ (« **tarification dynamique** ») par rapport au cas « **tarification double** ».

Valeurs (24h)	DA-OPF	
	Tarification double	Tarification dynamique
Génération PV	87314 kWh	87314 kWh
Consommation totale	244992 kWh	244992 kWh
CESS opération (Charge / Décharge)	-24161 / 24161 kWh	-27998 / 27998 kWh
Opération du DG	157699 kWh	157680 kWh
Prix de l'électricité (Moyen)	15,405 c€/kWh	15,405 c€/kWh
LAMP (Moyen)	14,43 c€/kWh	14,556 c€/kWh

Le respect des valeurs maximales et minimales du SOC du CESS présentées sur la Figure 82, ainsi que l'énergie chargée / déchargée de même valeur pendant la journée, indique une opération correcte du système de gestion développé. Aussi, les valeurs opérationnelles d'opération CESS du Tableau 11 décrivent que en cas de la « **tarification dynamique** », la séquence « **OPF** » utilise le système de stockage de manière plus intensive (plus efficacement).

L'analyse économique est présentée sur le Tableau 12. Il y a 3 cas de comparaison et un cas de « **Base** » analogiquement à la section 5.1.2. Les valeurs économiques pour le cas « **tarification double** » du Tableau 8 sont aussi présentes pour la comparaison.

Tableau 12 : Analyse économique d'opération du MRCI Alfortville en simulation du 17 décembre 2019. Comparaison économique avec le cas « **tarification double** ».

		Tarification double	Rapport	Tarification dynamique
Base	Prix total journalier communautaire de l'électricité (Cas conventionnel)	38631 €	+0,45%	38806 €
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (Cas conventionnel)	15,76 c€/kWh		15,83 c€/kWh
1)	Prix total journalier communautaire de l'électricité (Cas d'autoconsommation)	25249	-1,72%	24813
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (Cas d'autoconsommation)	10,31 c€/kWh		10,14 c€/kWh
2)	Prix total journalier communautaire de	23954 €	-2,23%	23418 €

	l'électricité (DA-OPF sans SS (SS0))			
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (DA-OPF sans SS (SS0))	9,77 c€/kWh		9,55 c€/kWh
3)	Prix total journalier communautaire de l'électricité (DA-OPF avec SS (SS3))	22122 €	-2,24%	21596 €
	Prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire (DA-OPF avec SS (SS3))	9,02 c€/kWh		8,81 c€/kWh

Dans le **cas 1**, la communauté atteint une réduction du prix de l'électricité d'environ **36,1%** par rapport au cas de « **Base** » (de 38806 €/jour à 24813 €/jour du prix total et de 15,83 c€/kWh à 10,14 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire respectivement).

Dans le **cas 2**, les paramètres du système sont les mêmes que dans le **cas 1**. Le changement du mode opératoire du **MRCI**, c'est-à-dire le passage de « méthodes simples » de l'augmentation de l'autoconsommation, vers le mode « plus intelligent » développé, permet d'avoir des réductions supplémentaires sur le prix de l'électricité communautaire comme suit : à environ **5,6%** par rapport au **cas 1** (de 24813 €/jour à 23418 €/jour du prix total et de 10,14 c€/kWh à 9,55 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire), à environ **39,6%** par rapport au cas de « **Base** » (de 38806 €/jour à 23418 €/jour du prix total et de 15,83 c€/kWh à 9,55 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire) sans changer la configuration du **MRCI**. Ce cas-là également souligne l'importance de l'opération intelligente pour les mêmes conditions opérationnelles.

Le **cas 3** représente le **MRCI** opéré par la **DA – OPF_{J+1}^e** développée pour l'offre de la **SS3**. La gestion intelligente par la **DA-OPF** ainsi que la participation dans les **SS** de flexibilité permet de réduire le prix communautaire de l'électricité à environ **7,7%** par rapport au **cas 2** (de 23418 €/jour à 21596 €/jour du prix total et de 9,55 c€/kWh à 8,81 c€/kWh), à environ **12,9%** par rapport au **cas 1** (de 24813 €/jour à 21596 €/jour du prix total et de 10,14 c€/kWh à 8,81 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire), et à environ **44,3%** par rapport au cas de « **Base** » (de 38806 €/jour à 21596 €/jour du prix total et de 15,83 c€/kWh à 8,81 c€/kWh du prix moyen de l'unité de l'électricité communautaire) sans changement de la configuration du **MRCI** et pour les mêmes conditions opérationnelles.

Le Tableau 13 représente la réduction du prix de l'électricité final (en pourcentage) pour les cas différents sous la considération de « **tarification dynamique** ». Entre parenthèses sont indiquées les valeurs de « **tarification double** » du Tableau 9.

Tableau 13 : L'évaluation du prix de l'électricité (en pour cent) pour les cas différents sous la considération pour cas « **tarification dynamique** » (entre parenthèses pour « **tarification double** »).

Réduction de prix de l'électricité :				
		Cas 1 (autoconsommation)	Cas 2 (SS0)	Cas 3 (SS3)
Par rapport de	Cas « Base » (Cas conventionnel)	36,1% (34,6%)	39,6% (37,9%)	44,3% (42,7%)
	Cas 1 (autoconsommation)		5,6% (5,1%)	12,9 (12,3%)
	Cas 2 (SS0)			+7,7% (+7,6%)

La Figure 84 représente la version graphique de cette évolution du prix de l'électricité.

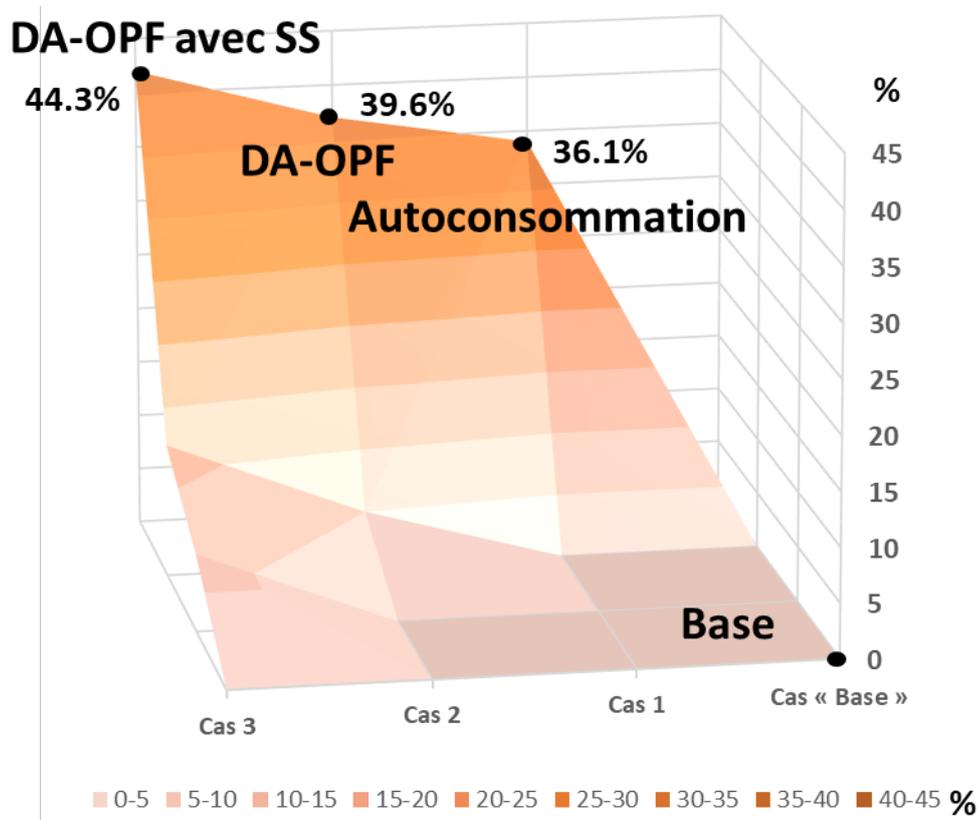


Figure 84 : Version graphique de l'évolution du prix de l'électricité de **MRCI**.

Ce tableau indique que dans tous les cas de comparaison, le système de gestion développé amène plus d'avantages pour la « **tarification dynamique** » appliquée. Pour une analyse plus profonde, la Figure 85 présente l'analyse comparative de la réduction du prix final de l'électricité du **MRCI** pour tous les cas étudiés (« **tarification double** » et « **tarification dynamique** ») par rapport au cas de « **Base** » (« **tarification double** »).

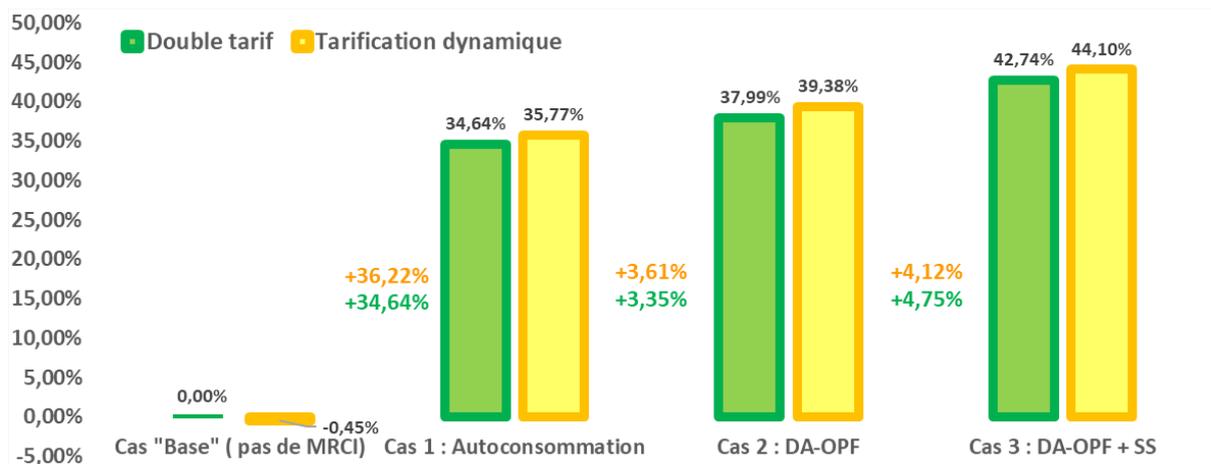


Figure 85 : La réduction du prix final de l'électricité du **MRCI** pour tous les cas étudiés (« **tarification double** » et « **tarification dynamique** ») par rapport au cas de « **Base** » (« **tarification double** »).

Le Tableau 12, le Tableau 13 et la Figure 85 indiquent que pour le cas de « **Base** », c'est-à-dire la communauté conventionnelle, la « **tarification dynamique** » toute seule n'amène pas d'avantages significatifs. Par contre, dans le cas de cette étude, il y a eu une augmentation de 0,45% du prix communautaire de l'électricité pour la « **tarification dynamique** » par rapport à la « **tarification double** ».

À partir de la conversion de la communauté urbaine considérée en **MRCI (cas 1)**, l'analyse de données présente que la « **tarification dynamique** » amène des avantages économiques plus grands. Pour les mêmes conditions d'opération, le cas « **tarification dynamique** » amène une réduction du prix de l'électricité de 1,72% par rapport au cas « **tarification double** ». À partir des **cas 2** et **3**, le système de gestion **DA-OPF** développé permet mieux profiter des fluctuations du prix dynamique, et pour les mêmes conditions opérationnelles, d'amener plus d'avantages pour le **MRCI**. Cela représente 2,23% et 2,24% de réduction du prix de l'électricité final pour le cas « **tarification dynamique** » par rapport aux **cas 2** et **3** de la « **tarification double** » respectivement.

L'analyse économique actuelle montre que le mode d'opération développé basé sur la prévision de données, l'optimisation non linéaire et les services de flexibilité permet pour le même système du **MRCI** d'avoir des avantages supplémentaires et de réduire significativement le prix communautaire de l'électricité, sans changer la configuration du réseau et en appliquant seulement le mode « intelligent » de gestion développé. Aussi, le changement de système de tarification vers une « **tarification dynamique** » permet pour le système de gestion développé de mieux profiter des fluctuations de prix, et de réduire encore plus le prix communautaire d'électricité. La « **tarification dynamique** », d'un côté, permet au **DG** de prévoir et de mieux gérer ses ressources tout en augmentant la flexibilité du réseau. D'un autre côté, cela permet d'obtenir des avantages économiques supplémentaires pour la communauté en fournissant les **SS** de flexibilité au **DG**.

5.3 Application de la stratégie développée sur un système de test réel

L'étape du test pratique sur un système de test réel est une des étapes importantes pour l'évaluation pratique. La faisabilité et l'efficacité du système de gestion prédictif **DA-OPF** développé doivent être confirmées par l'application sur un système réel de puissance. Cela permet de tester le système de gestion avant son large déploiement.

Pendant les travaux de cette thèse, il a été développé et instrumenté la plateforme multifonctionnelle « **UPEC Microgrid Lab** » qui se trouve à l'**UPEC**, du laboratoire **CERTES**. Elle représente un système multisources - multiénergies multifonction de l'émulation et de l'étude des microréseaux (à petite échelle), de l'autoconsommation, du contrôle transactif (**CT**), de la transition énergétique, des services auxiliaires pour le **DG**, etc.

5.3.1 Description du système de test

5.3.1.1 **UPEC Microgrid Lab** : microréseaux électriques distribués

La plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » permet d'émuler les microréseaux électriques distribués à petite échelle. Elle se compose de deux parties : la partie « **UPEC Microgrid Lab : Multisources – Multiénergies** » et la partie « **Smart Metering Living Lab** ». La première partie agit avec des systèmes multisources / multiénergies pour émuler les différents types du microréseau du côté de la génération des **ER** et de la gestion des flux. La deuxième partie est concentrée sur l'étude de la consommation énergétique et sa gestion. La Figure 86 présente la représentation générale de la première partie.

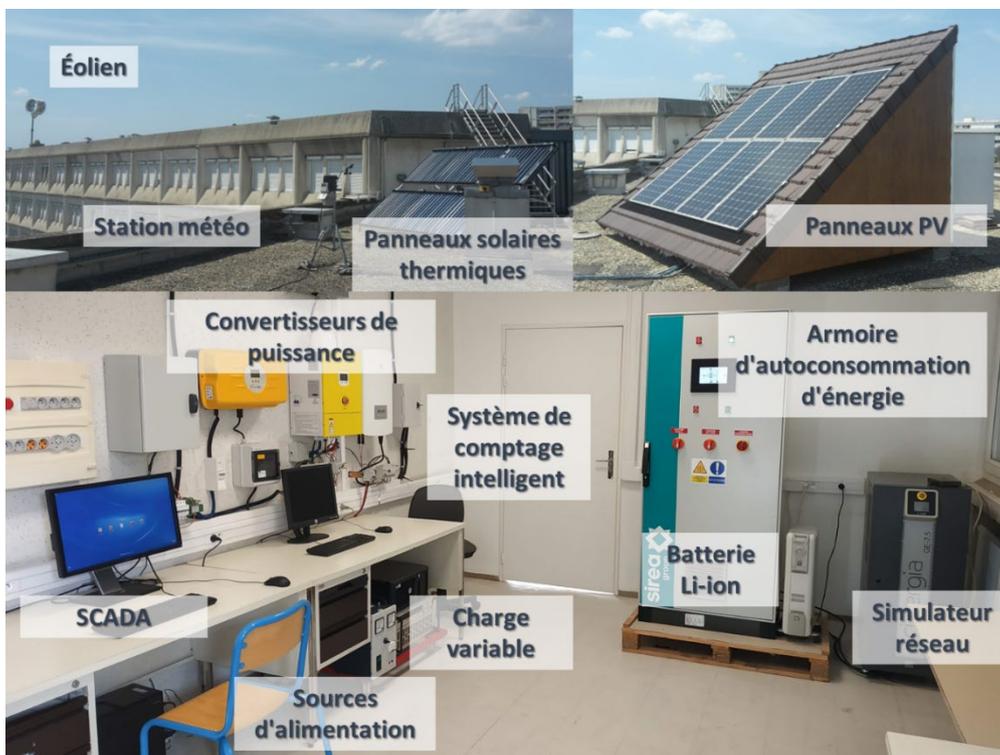


Figure 86 : « **UPEC Microgrid Lab** » - plateforme multifonctionnelle (Multisources / Multiénergies)

La génération « **UPEC Microgrid Lab** » se compose de différentes sources d'ER comme les panneaux PV, l'éolien et les panneaux solaires thermiques, les sources d'alimentation AC / DC, les émulateurs d'ER et un émulateur de réseau électrique. Cela permet d'étudier et d'émuler le comportement réel des ER.

La partie conversion est présentée par des convertisseurs de puissance multidirectionnelles. La partie de la gestion (EMS) est assurée par l'**Armoire d'Autoconsommation d'Énergie (AEA)** et le **Système de Contrôle et d'Acquisition de Données en Temps Réel (SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition)** développé.

La plateforme permet d'émuler des microréseaux électriques distribués, des systèmes d'énergie multisources / multiénergies ainsi que la gestion des flux électriques en temps réel. Le système **SCADA** développé permet de gérer et de superviser les systèmes en globalité. La plateforme dispose aussi de sa propre station météo.

La partie « **Smart Metering Living Lab** » permet d'émuler une unité d'habitation résidentielle. Celle-ci est présentée sur la Figure 87.



Figure 87 : « **Smart Metering Living Lab** » (UPEC, CERTES).

Cette figure représente un container maritime aménagé et équipé d'appareils électroménagers et de systèmes de comptage énergétique intégrant un compteur **Linky**. La plateforme dispose d'un réseau de capteurs et d'actionneurs multivariables sans fil du réseau **LoRa (Long Range)** distribués et synchronisés avec le **SCADA**. Le « **Smart Metering Living Lab** » permet d'exécuter diverses fonctionnalités : contrôle et suivi de la consommation énergétique, validation de la méthodologie pour le **CT** et les **SS** diverses, étude sur l'efficacité énergétique et thermique et l'audit énergétique. Aussi il permet de tester de nouveaux objets et capteurs connectés de type **Internet des Objets (IoT, Internet of Things)**. Le système de capteurs permet de nombreuses opportunités. Un ensemble d'équipement réel ménager contrôlable et des charges électroniques sont aussi installés et permettent d'émuler une

grande partie des types de consommation, de **CT** et **SS** de microréseau à petite échelle ou de bâtiment.

L'ensemble des deux parties de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » permet d'émuler les différents types de microréseaux ainsi que d'évaluer les différents types de gestion.

5.3.1.1 Description du cas de test

Pour effectuer la validation de la méthodologie développée au cours de cette thèse, la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » sera utilisée. Les buts sont d'émuler à petite échelle le **MRCI Alfortville** défini dans la section 0, de confirmer la faisabilité et l'efficacité du système de la gestion prédictive développé ainsi que la conformité de l'émulation et les résultats du test sur l'équipement réel.

Le test sera basé sur la $DA - OPF_{j+1}^e$ pour le **SS3** du cas « **tarification dynamique** » (section 5.2). Il est choisi, car cette stratégie est la plus efficace économiquement pour les deux cas d'étude. La première étape sera d'essayer de reproduire le comportement du **MRCI** sur l'équipement réel du test de « **UPEC Microgrid Lab** » et d'évaluer la faisabilité de la stratégie développée.

Premièrement, il sera étudié la faisabilité de cette stratégie décrite ci-dessus. Aussi, les autres cas d'évaluation seront pris en compte. Pour le test, il est considéré 4 cas d'évaluations possibles avec les conditions d'entrée suivantes :

- **Jour 1** : Le jour ensoleillé et la participation dans **SS3** (reprends le $DA - OPF_{j+1}^e$ pour la **SS3**, cas « **tarification dynamique** » de la section 5.2).
- **Jour 2** : Le **Jour 1** avec les conditions météorologiques : nuageux.
- **Jour 3** : Le **Jour 1** avec la consommation normale de **MRCI** (pas de **SS**).
- **Jour 4** : Le **Jour 2** et la consommation normale de **MRCI** (pas de **SS**).

Parmi le cas **jour 1**, les autres ont été choisis pour analyser le comportement et la stabilité du système dans les cas faiblement possibles. L'apparition du jour nuageux peut être liée à l'erreur de prévision de météo grave théoriquement possible ou au changement des conditions climatiques complètement imprévues. L'absence de la participation de **MRCI** dans **SS** peut être expliquée par annulation soudaine de la participation de **MRCI** dans **SS** confirmé par **DG** ou la panne de système de **CT** (cas supposé).

Les profils de données du **MRCI** vont être adaptés aux échelles de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » (aux limites et contraintes d'installation de test) et deviennent sa référence pour l'émulation de la génération **PV**, de la consommation et de système stockage. La Figure 110 présente les profils de référence pour le système d'évaluation pratique « **UPEC Microgrid Lab** ».

L'échelle de l'émulation par rapporte aux données d'entrée de **MRCI** représente environ 1 :10000. L'échelle du temps pour le test pratique a été choisie en résolution 1 pas de temps du profil est égale à 1 minute d'émulation pratique. C'est-à-dire, une journée de l'émulation pratique prend 48 minutes.

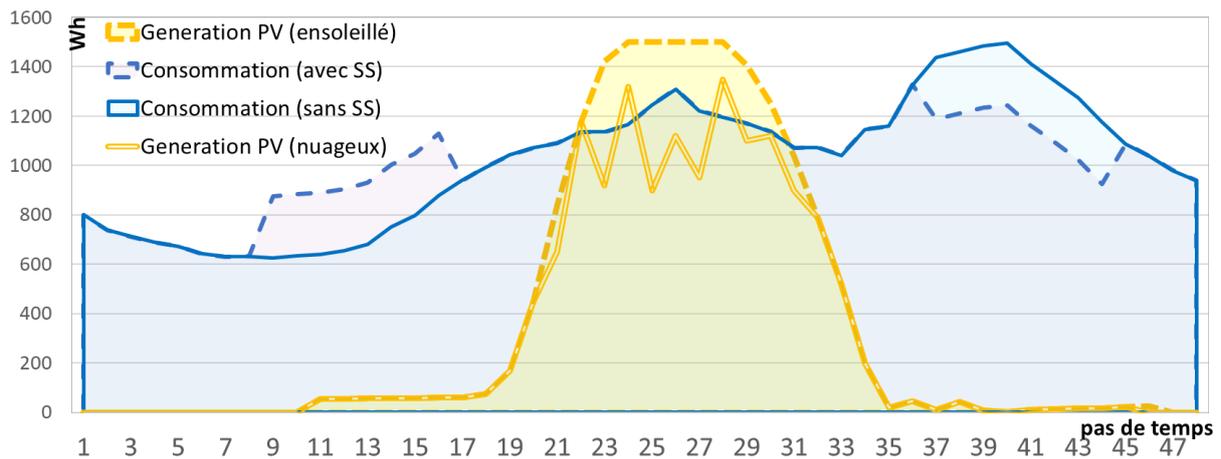


Figure 88 : Les profils de la référence de la génération **PV** et la consommation électrique pour l'évaluation pratique à petite échelle.

La Figure 89 présente le schéma généralisé des données d'entrée de « **UPEC Microgrid Lab** ».

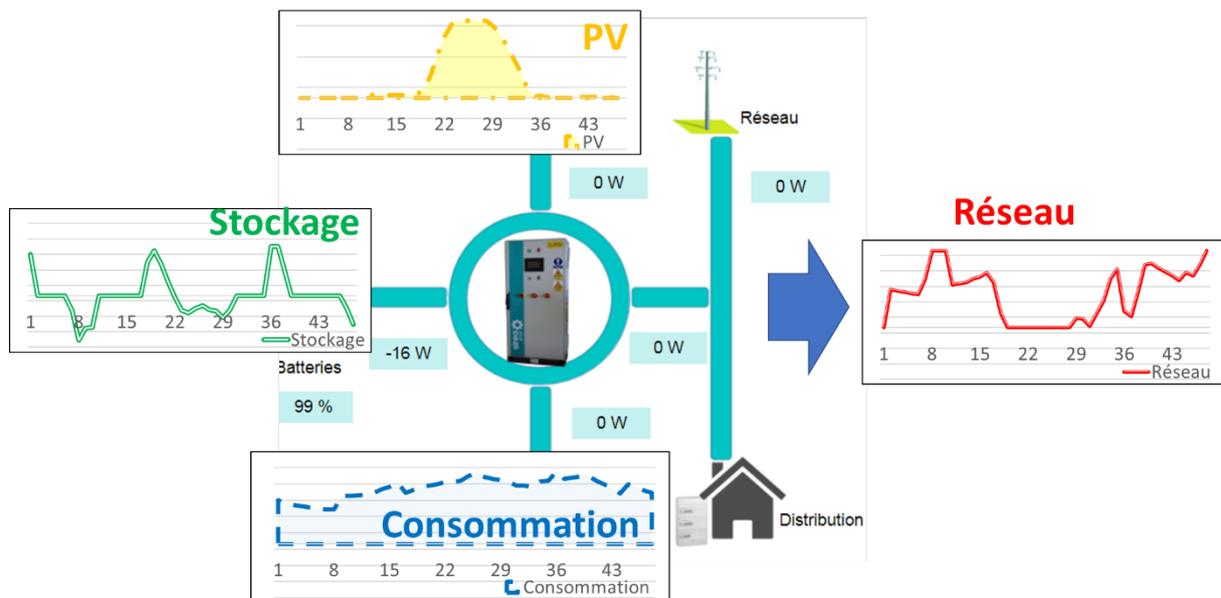


Figure 89 : Le schéma principe d'entrées et de sorties de système de test pratique.

Le profil de la génération **PV** est l'entrée pour l'émulateur PV. La partie « **Smart Metering Living Lab** » permet d'émuler le profil de la consommation sans et avec du **SS** défini. Grâce au convertisseur **AC-DC** multidirectionnel, la plateforme gère la **BESS**, sa référence et les flux d'énergie de système selon la stratégie **DA – OPF_{J+1}^e** définie. Lorsque la gestion correcte, le système doit utiliser le réseau électrique de manière définie dans la stratégie considérée (le profil d'utilisation réseau approprié de stratégie **DA – OPF_{J+1}^e**).

La cohérence des données d'entrée et du résultat de sortie est un indicateur du bon fonctionnement du système ainsi que le système de gestion prédictive développée en cour de cette thèse. Tous les éléments sont supervisés et gérés par le système **SCADA** en temps réel.

La Figure 90 montre l'équipement de la plateforme de test pratique du **MRCI** utilisé.

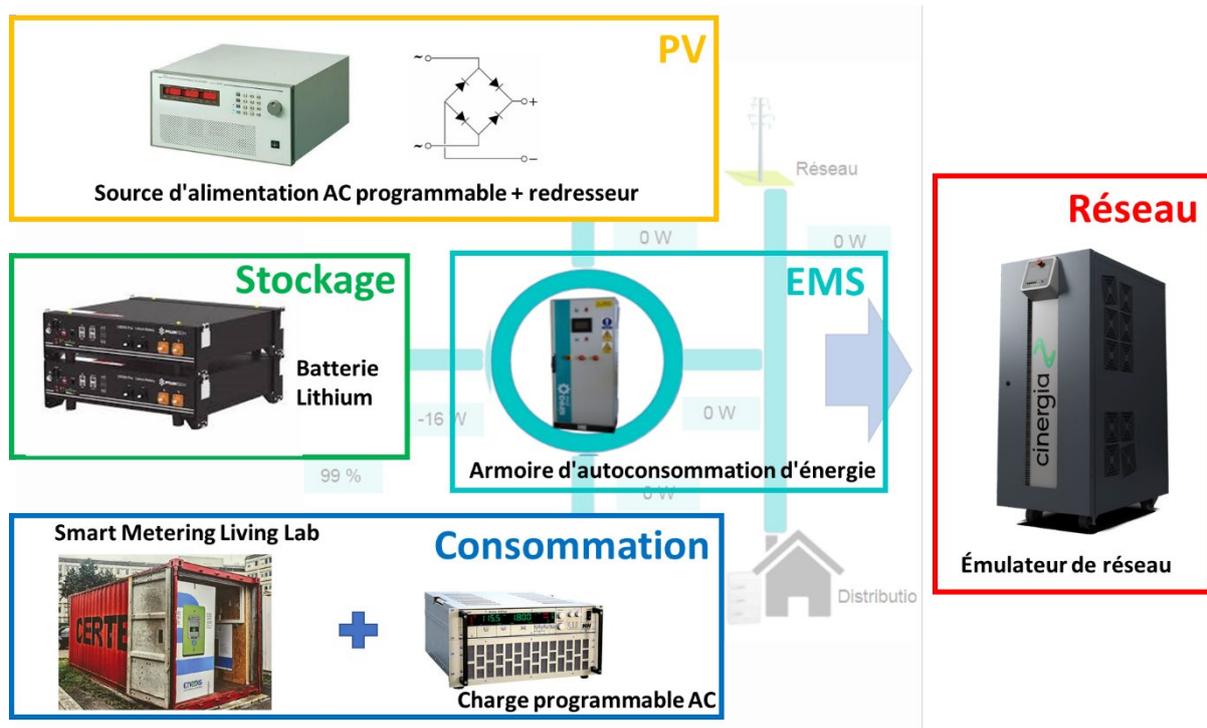


Figure 90 : L'équipement de la plateforme de test pratique du MRCI utilisé.

Plus précisément, tous les composants seront décrits ci-dessous.

5.3.1.1.1 Système de gestion de l'énergie

Une grande partie de la gestion d'énergie de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » est gérée à travers l'**Armoire d'Autoconsommation d'Énergie - AEA 3000**.

L'armoire d'énergie, destinée à la production d'énergie hybride, est développée dans le but de délivrer une alimentation électrique fiable à partir de différentes sources d'énergie conventionnelles ou renouvelables, fonctionnant, soit en consommation directe, soit en réinjection. Cette armoire électrique est utilisée pour des utilisations en réseaux isolés ou régions mal desservies. Elle facilite l'autoconsommation et réduit la consommation d'électricité provenant du réseau électrique.

Dans la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** », l'AEA partiellement réalise les fonctions de l'EMS de système.

La Figure 91 présente l'interface **WEB** de la plateforme de la gestion d'AEA développée.

L'AEA dispose quatre voies principales : l'entrée **PV** avec le **Suivi du Point Maximal de Puissance (MPPT, Maximum Power Point Tracking)**, le **BESS**, la connexion de la consommation sensible (**Alimentation Sans Interruption (UPS)**) et la connexion intégrée du réseau avec la consommation pas sensible. Il dispose le convertisseur multifonction / multidirection **AC-DC** qui permet de relier mutuellement toutes les voies électriques. L'automate intégré dan **AEA** gère le contrôle et de supervision en temps réel des tous les paramètres techniques du système approprié (tensions, courants, puissances, fréquences, limites et contraintes unitaires pour chaque voie, etc.). Il dispose ses propres systèmes de gestion et de protection ainsi que son propre serveur des données avec la possibilité d'intégration dans le **SCADA** et de l'interface **WEB**.

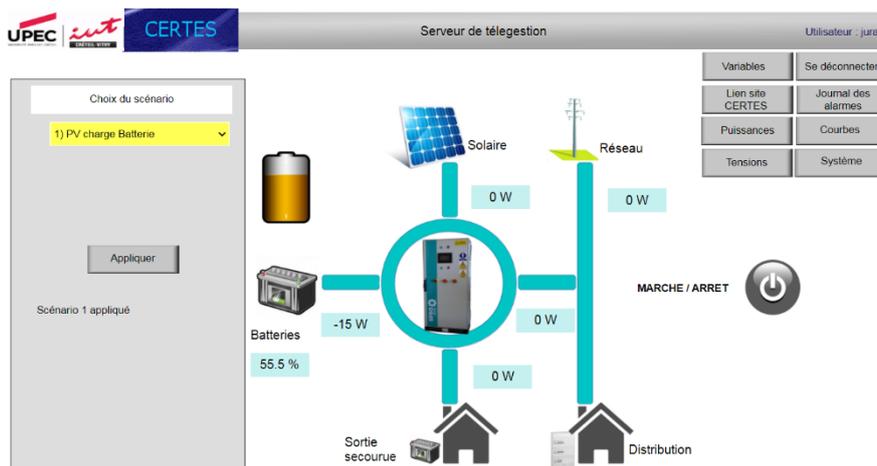


Figure 91 : L'interface **WEB** de la plateforme de la gestion d'AEA.

L'AEA 3000 est un produit typique industriel qui est largement déployé comme le moyen d'autoconsommation individuel dans le secteur du bâtiment résidentiel. La notion de la qualité de connexion au réseau (consommation et injection de l'énergie, harmoniques...) est conformance à toutes normes de l'UE. En cas de qualité d'alimentation du réseau électrique principal dégradé, l'AEA détecte ce problème et se déconnecte du DG jusqu'à ce que les paramètres du réseau soient rétablis à la normale.

Les paramètres techniques d'AEA sont présentés en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

5.3.1.1.2 Émulateur PV

La plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » dispose son propre système des panneaux PV puissance 1800 Wc. En raison d'instabilité de la génération photovoltaïque réelle ainsi que son niveau au long d'année, pour l'émulation les profils de PV déjà prédéfinis, la plateforme dispose l'émulateur de la génération PV. Dans le cas actuel, il est représenté par la source d'alimentation AC monophasée programmable de type **CHROMA 6430** (puissance maximale de la sortie 3000 VA) avec le redresseur. Les caractéristiques techniques sont présentées à l'Annexe T. Cet émulateur est branché directement dans l'entrée PV de l'AEA qui a son propre système de MPPT intégré. La source d'alimentation AC reçoit la valeur de la référence de tension du système SCADA, qui le contrôle en temps réel en supervisant la puissance de la génération PV. Le système MPPT d'AEA est indépendant et automatique et varie constamment de changer l'énergie soutirée dans en cherchant le point de la puissance maximale possible (principe de MPPT). Le SCADA en temps réel contrôle (réduit ou augmente) la tension de la référence de la source AC pour que la génération suivre l'énergie générée.

5.3.1.1.3 Émulateur de la consommation

La consommation est émulée par le système « **Smart Metering Living Lab** ». Pour le cas sans participation au SS, le profil de la consommation définie est émulé par la charge électronique **Höcherl & Hackl : ZSAC 4226** (puissance maximale est 4200W). En cas de la participation dans les SS de la flexibilité, la « **Smart Metering Living Lab** » émule le SS en déplacement de la consommation en fonction du temps. La partie restante de la courbe est

émulée par la charge électrique. La vue est présentée sur la Figure 90. Les caractéristiques techniques sont présentées à l'Annexe T.

5.3.1.1.4 Système stockage

L'AEA dispose son propre système de BESS. Il est représenté par deux modules des batteries lithium de type : **PYLONTECH 2.4KWH - US2000**. Les modules sont installés directement dans l'AEA. La tension de fonctionnement est de 48V. L'énergie nominale par élément est de 2.5kwh, l'énergie totale installée dans AEA est 5kWh. Chaque module permet de faire face à de forts courants jusqu'à 50A (5Kw). La communication et gestion s'effectue directement par l'automate centrale de l'AEA par protocole MODBUS. La vue est présentée sur la Figure 90. Les caractéristiques techniques sont présentées à l'Annexe T.

5.3.1.1.5 Émulateur du réseau électrique

Les émulateurs du réseau **Cinergia GE 7.5** représentent une source de tension programmable conçue pour créer des réseaux **AC** stables ainsi que des perturbations électriques. Basé sur le matériel d'alimentation régénérative et bidirectionnelle, il s'agit d'un dispositif clé pour le développement et le test des sources d'énergie renouvelables (**PV**, éolien, les unités combinées de chaleur et d'électricité) et d'autres appareils connectés au réseau. Les caractéristiques techniques sont présentées à l'Annexe T.

Dans le cadre de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** », l'émulateur du réseau électrique est nécessaire d'abord pour délier galvaniquement le réseau électrique public de l'**UPEC (Enedis)**. Cela permet dans le cas de perturbations ou commutations des équipements de puissance de ne pas influencer le réseau principal. Le deuxième, c'est la possibilité de tester le système sur le stress d'apparition des harmoniques ou perturbations dans le réseau électrique (test de la stabilité du système). La vue de l'émulateur est présentée sur la Figure 90.

5.3.2 Test pratique

Le test pratique consiste à l'émulation des 4 cas d'étude (**Jour 1,2,3 et 4**) décrits dans les sections précédentes. Le premier but est de vérifier la faisabilité de la stratégie **DA – OPF_{J+1}^e** (**Jour 1**) pour les conditions prévues (jour ensoleillé et participation dans **SS3**) aussi que sa conformité aux données du test réelles.

Le second but est d'évaluer l'influence des impacts extérieurs imprévus (changements climatiques imprévus, absence de **SS** de côté du **DG** ou de l'**Agrégateur**) sur le comportement du système réel (**Jour 2,3 et 4**).

Les Figure 92 à Figure 95 présentent les données réelles de la mesure de la plateforme du test (lignes continues) et les profils prévus par la stratégie **DA-OPF** (lignes pointillées).

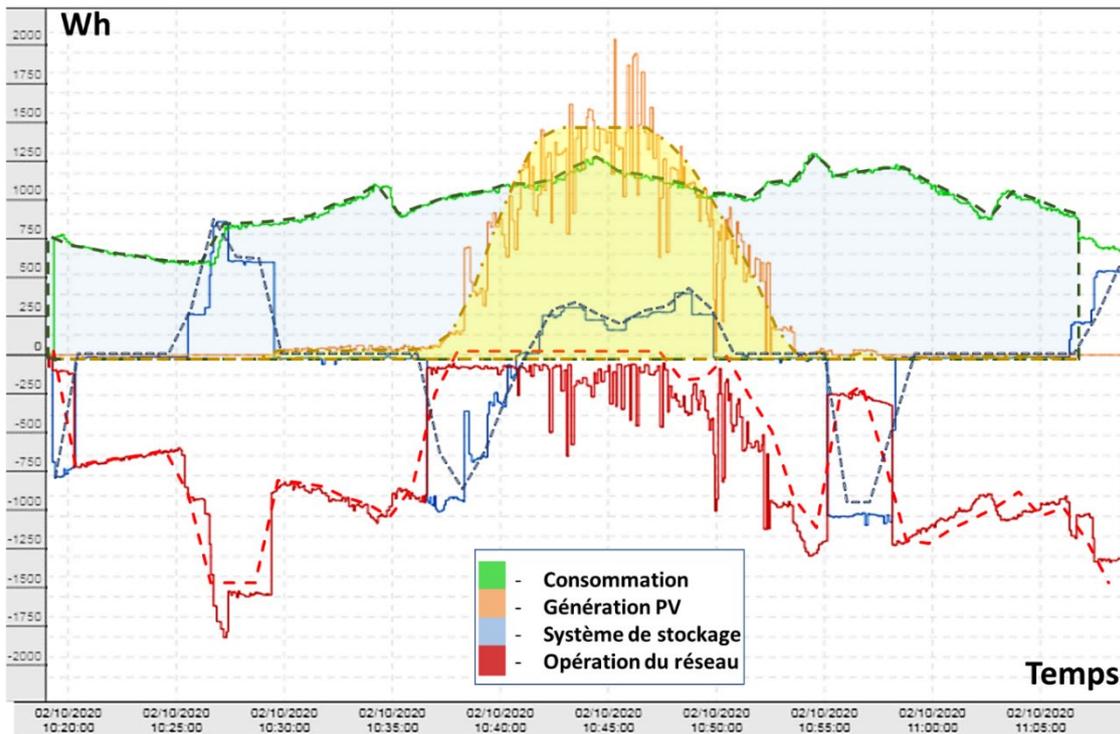


Figure 92 : Évaluation pratique : **Jour 1** : Le jour ensoleillé et la participation dans **SS3** (reprends le $DA - OPF_{J+1}^e$ pour la **SS3**, cas « **tarification dynamique** » de la section 5.2).

Comme montre la Figure 92, les données de mesure réelle et les profils de la stratégie prévue, ont une très forte ressemblance. Pourtant, il est détecté une incohérence légère entre le profil **PV** prévu et réel. Le profil de la génération **PV** réel pour un jour complètement ensoleillé doit représenter une courbe avec de petites fluctuations de la puissance (profil de la génération **PV** de $DA - OPF_{J+1}^e$). Comme décrit dans la section 5.3.1.1.2, l'**AEA** est un produit industriel, et son système de **MPPT** d'**AEA** est déjà intégré dans le « *cerveau* » de son automate et n'est pas modifiable. Il fonctionne en mode « *recherche permanente* » du point de la puissance maximale possible. À son tour, le **SCADA** supervise la valeur de la puissance fournie et varie la référence de la tension de la source **AC** programmable, pour garder la valeur de la puissance selon la stratégie prédictive. Avec le retard de mesure, cela crée parfois les fluctuations de la génération **PV** liées à la recherche de pointe du **MPPT** par l'**AEA** et le respect du profil prévu par le **SCADA**. Ces perturbations imprévues dans la stratégie de gestion prédictive donnent l'influence sur les autres composants du système comme le profil du système de stockage et le profil de l'opération du réseau. Dans ce cas, c'est le réseau qui absorbe en grande partie les perturbations apparues.

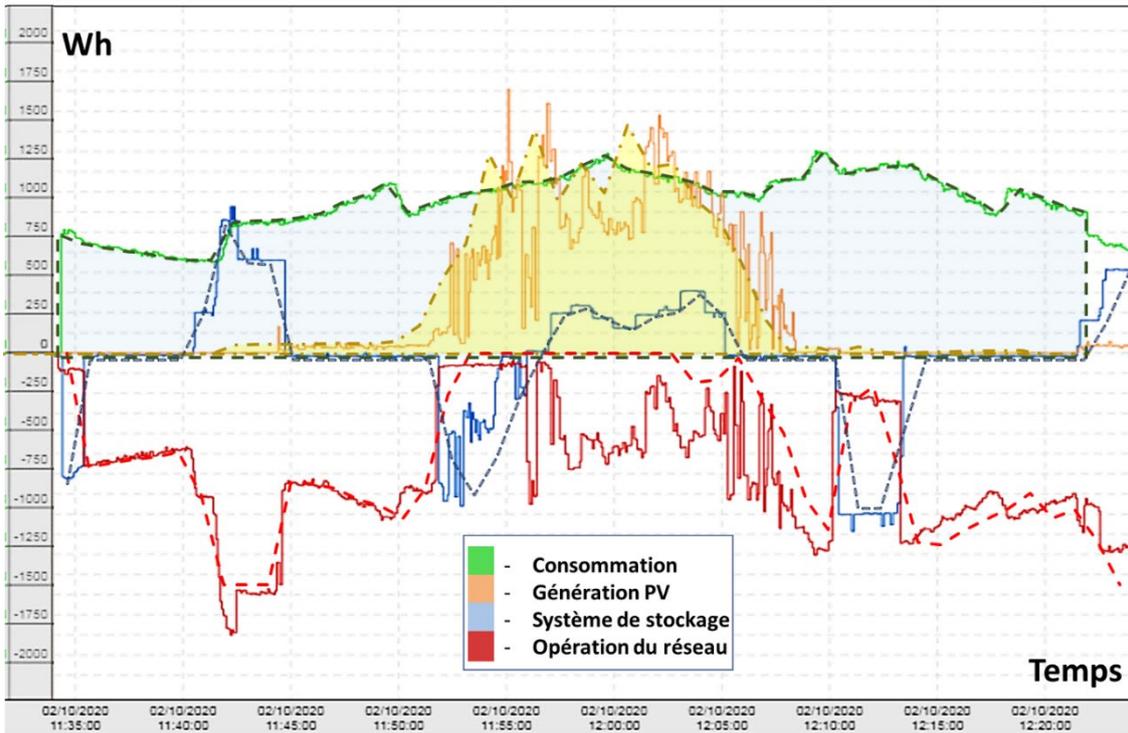


Figure 93 : Évaluation pratique : **Jour 2** : Le jour nuageux et la participation dans **SS**. Mesures réelles (lignes continues) et les profils (lignes pointillées).

Le vrai profil de la génération **PV** pour un jour d'une installation de grande échelle est beaucoup plus lisse et ne dispose pas des fluctuations si brutales. Par contre, pour émuler les conditions météorologiques des journées partiellement couvertes et nuageuses, cela ne pose pas des problèmes significatifs.

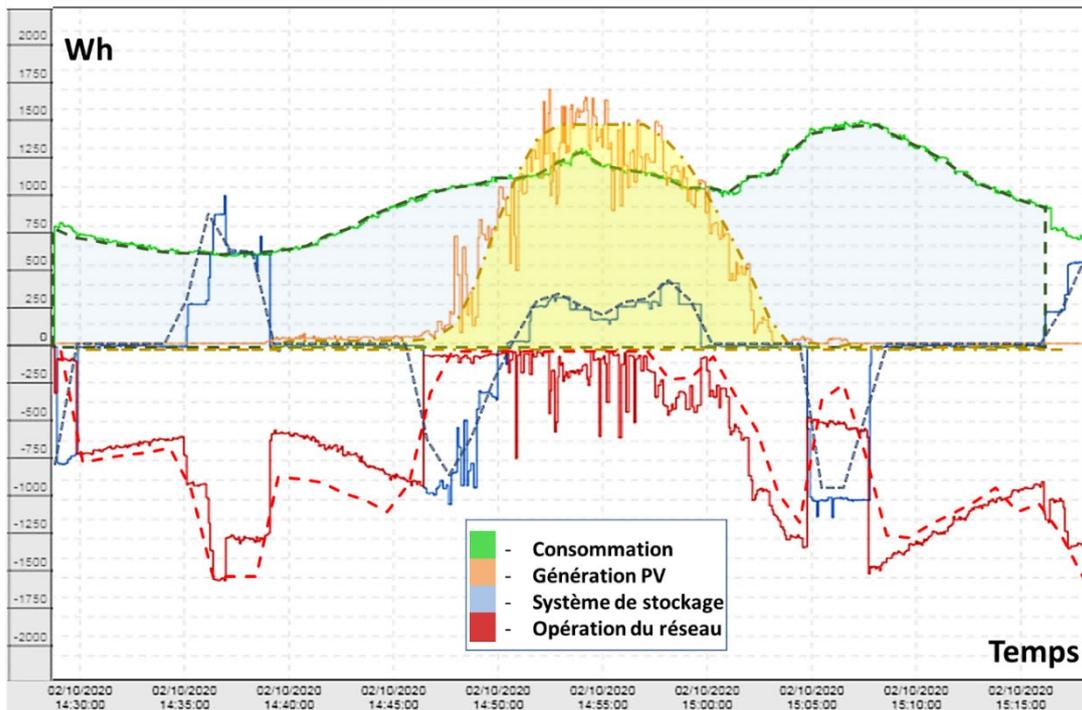


Figure 94 : Évaluation pratique : **Jour 3** : Le jour ensoleillé et la consommation normale de **MRCI** (pas de **SS**).

Les certaines fluctuations de valeurs de stockage sont liées aux changements de mode de fonctionnement d'onduleur de l'**AEA** et la commutation des équipements.

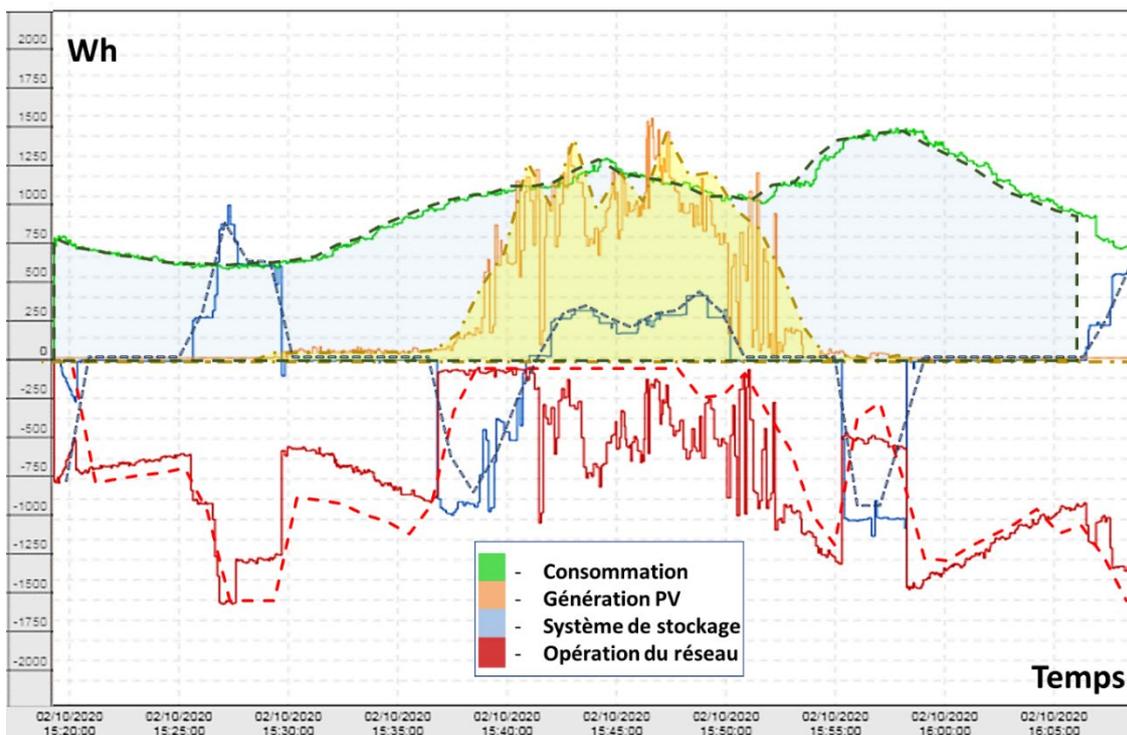


Figure 95 : Évaluation pratique : **Jour 4** : Le jour nuageux et la consommation normale de **MRCI** (pas de **SS**).

Le Tableau 14 présente les paramètres opérationnels pour les 4 cas définis précédemment.

Tableau 14 : Des valeurs opérationnelles de l'évaluation pratique pour les jours sous considération.

Valeurs	Cas d'émulation				
	Jour 1	Jour 2	Jour 3	Jour 4	La référence
Profil PV	Ensoleillé	Nuageux	Ensoleillé	Nuageux	Ensoleillé / Nuageux
SS	Oui	Oui	Non	Non	Oui / Non
Génération PV du MRCI (Wh)	293.77	259.2	292.3	234.5	294 / 238
Consommation totale du MRCI (Wh)	928.4	932.7	935	932.97	932
Opération du CESS (Décharge / Charge) (Wh)	-108.73/ 137.07	-107.6/ 127.1	-97/ 147.7	-99/ 135.4	-100 / 100
Opération du DG (Wh)	672.3	726.5	670	728.3	670/670
Propres besoins + pertes (Wh)	9.72	33.5	22.7	6.57	

Malgré les particularités de l'émulateur **PV** de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » décrites précédemment, les valeurs totales d'énergie de la génération **PV** (« **Génération PV du MRCI** ») sont très proches des données de référence (jour ensoleillé et nuageux).

La quatrième ligne présente la « **Consommation totale du MRCI** ». Les valeurs pour les quatre cas considérés sont très proches de la valeur de référence pour l'émulateur.

Les valeurs de la « **Opération du CESS** » du Tableau 14 montrent que la valeur de décharge du **CESS**, pour tous les jours considérés, est très proche de la référence. Les valeurs de la charge du **CESS** ont une forte ressemblance en considérant les pertes propres du cycle de charge / décharge.

Pour le **Jour 2** et le **Jour 4**, les valeurs de la « **Opération du DG** » sont plus grandes que la valeur de référence. Cela est lié aux valeurs plus petites de la génération **PV**. Cependant, les valeurs pour le **Jour 1** et le **Jour 3** sont identiques à la référence.

La dernière étape d'évaluation pratique est le calcul de l'effet de la déviation des paramètres d'entrée et de sortie de la stratégie de la gestion développée $DA - OPF_{j+1}^e$ prédictive et les données du système réel à petite échelle. Ces déviations sont visibles sur les Figure 92 à Figure 95 entre les lignes continues (données réelles de la mesure de la plateforme du test) et les lignes pointillées (profils prévus par la stratégie **DA-OPF**).

Le Tableau 15 présente les valeurs de **MAPE** et de **MAE** des cas considérés. La comparaison est effectuée entre la stratégie $DA - OPF_{j+1}^e$ prévue considérée (données d'entrée) et les valeurs réelles de mesure de la plateforme du test (Figure 92 à Figure 95).

Tableau 15 : Les valeurs de la **MAPE** et de la **MAE** des cas considérés.

	Jour 1		Jour 2		Jour 3		Jour 4	
	MAPE	MAE	MAPE	MAE	MAPE	MAE	MAPE	MAE
Génération PV du MRCI (W)	23%	134W	47%	155.58	25.9%	163.2	46.02%	133.1
Consommation totale du MRCI (W)	4.42%	39 W	5.13%	43.6	4.25%	36	4.9%	46
Opération du CESS (Décharge / Charge) (W)	8.24%	38.11	9.03%	41.96	12.6%	81.05	12.47%	63.2
Opération du DG (W)	18.11%	53.2	27.13%	152	36.99%	239.67	39.84%	232.11

Les valeurs de la **MAPE** et de la **MAE** ont été calculées pour chaque pas de temps de la résolution des profils réel (1 sec) par rapport au pas du profil de référence (1 minute). Cela a permis de définir plus précisément les valeurs de la **MAPE** et de la **MAE**. En opposition, cela a permis de prendre en compte toutes les fluctuations du paramètre réel liées aux bruits de mesures, commutation et changement de mode d'opération des équipements, etc.

La ligne 1 du Tableau 15 présente les valeurs de la **MAPE** et de la **MAE** pour la « Génération **PV** du **MRCI** ». Comme décrit précédemment, les caractéristiques de l'émulateur **PV** de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » génèrent des fluctuations de la génération **PV** (liées à la recherche d'un **MPPT** en raison de l'utilisation des équipements réels). Par rapport aux valeurs opérationnelles du Tableau 14, les valeurs de la **MAPE** et de la **MAE** sont assez grandes pour le **Jour 1** (23% et 134W), mais ce qui n'est pas critique en raison de l'application des équipements du test réels. Les Figure 92 à Figure 95 montrent que les perturbations sont plus importantes pour les jours nuageux considérés (**Jour 2** et **Jour 4**).

La ligne 2 de ce tableau présente les valeurs pour la « Consommation totale du **MRCI** ». Les résultats montrent que l'émulation de la charge est assez précise en validant la conclusion du Tableau 14.

La ligne 3 présente les valeurs pour la « Opération du **CESS (Décharge / Charge)** ». La **MAPE** et la **MAE** sont liées aux bruits de mesure et aux pertes de charge/décharge et montrent que la gestion de l'**AEA** pour émuler le profil du **CESS** est assez précise (pour le cas d'utilisation d'équipement réel).

La ligne 4 de ce tableau présente les valeurs pour la « Opération du **DG** ». Comme décrit ci-dessus, les erreurs de l'émulation de la consommation et de la gestion du **CESS** sont relativement petites. Ce sont les grandes valeurs de la **MAPE** et de la **MAE** pour la « Génération **PV** du **MRCI** » qui provoquent les déviations importantes du paramètre « Opération du **DG** ».

Plus les conditions de l'émulation s'éloignent des valeurs prévues (jour nuageux à la place d'ensoleillé, absence du **SS** s'il a été prévu), plus les valeurs de la **MAPE** et de la **MAE** du paramètre « Opération du **DG** » sont grandes.

Le Tableau 14 montre qu'avec un profil d'émulation **PV** plus précis, le profil de la « Opération du **DG** » approchera vers le profil défini par la stratégie **DA-OPF** prédictive.

D'un autre côté, l'utilisation de moyennage des valeurs de la mesure des paramètres réels peut permettre d'enlever le bruit de la mesure et de « réduire » relativement l'erreur de l'émulation. D'un autre côté, le pas de temps de la mesure des paramètres de l'émulation a permis de voir la conformité de l'émulation sur l'équipement réel par rapport aux données prévues, ainsi que leurs interactions et interconnexions.

En tenant compte de tout cela, on peut affirmer que la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » développée pour émuler les comportements des microréseaux multisources/multifonctions permet d'émuler de manière conforme. Malgré des défauts mineurs, le système permet d'évaluer les influences des stratégies prédéfinies sur l'équipement réel.

Grâce à ce test, la première version de la plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » a montré son efficacité ainsi que les prochains chemins de développement.

Conclusion du chapitre

Ce chapitre a étudié l'application du système de la gestion développée du microréseau communautaire intelligent, présenté précédent, ainsi que l'influence des politiques de tarification différentes sur son opération. La « **tarification double** » (Heures Creuses - Heures Pleines) existant actuellement et la « **tarification dynamique** », qui se base sur l'offre et la demande d'électricité et le marché, ont été évalués.

Le système d'optimisation développé au cours de cette thèse a été appliqué dans le cas de l'évaluation pratique du chapitre actuel. Il a permis de réduire significativement le prix communautaire de l'électricité. Il est indiqué que l'installation des unités des ressources énergétiques distribuées (**DER**), de stockage, de gestion, etc. (autrement dit la conversion de la communauté conventionnelle au microréseau communautaire intelligent) décrite dans le chapitre précédent, d'un côté, il permet de réduire sensiblement la consommation de l'énergie communautaire provenant du réseau de distribution (**DG**), d'un autre côté, cette méthode nécessite l'investissement significatif dans l'équipement et les technologies appropriées. Selon l'évaluation pratique, la communauté convertie au microréseau communautaire intelligent (**MRCI**) et gérée en mode d'augmentation de l'autoconsommation (cas « **Base** »), réduit le prix de l'électricité communautaire de 34% à 36% par rapport au cas de la communauté conventionnelle. L'application du système de gestion développée au cours de cette thèse (**DA-OPF**) du microréseau communautaire intelligent, mais sans participation aux services système (**SS**) de flexibilité introduit des réductions supplémentaires (3.5-3.7%) par rapport au cas de « **Base** ». De même, la participation du microréseau communautaire intelligent en services système de flexibilité apporte une réduction du prix (4.12%-4.75 %) par rapport au cas précédent, et (42.7%-44.3%) par rapport au cas de « **Base** ». Il est remarqué que la « **tarification dynamique** » permet d'équilibrer à l'avance la balance électrique globale du réseau et de réserver la flexibilité du côté du réseau.

L'idée principale de l'évaluation pratique développée dans ce chapitre est de démontrer qu'en changeant le mode opératoire de système de gestion de l'énergie (**EMS**) du microréseau communautaire intelligent au plus « intelligent », développé au cours de cette thèse, il est possible d'obtenir des avantages supplémentaires significatifs pour la même configuration du système électrique et les mêmes conditions opérationnelles (7.8%-8.1% de la réduction du prix communautaire d'électricité par rapport au cas de « **Base** »). De plus, cela permet de fournir la flexibilité additionnelle au réseau de distribution et ainsi d'accélérer le retour sur investissement du microréseau communautaire intelligent initial.

L'analyse indique que la « **tarification dynamique** » appliquée sur le système sans moyens d'énergie renouvelables, stockage et gestion (cas de communauté conventionnelle), n'amène pas d'avantages significatifs (au contraire). Néanmoins, la « **tarification dynamique** » permet au réseau d'obtenir la flexibilité supplémentaire selon le principe : forte demande - prix élevé – déplacement de la consommation vers les zones avec un prix bas. Pour le cas du microréseau communautaire intelligent, ce type de tarification donne la possibilité aux systèmes de gestion intelligents de profiter des avantages supplémentaires en jouant avec le système de stockage et les variations du prix. Ces variations sont plus importantes que pour le cas de

la « **tarification double** ». Pour le système de microréseau communautaire intelligent, la « **tarification dynamique** » s'est avérée être plus appropriée pour tous les cas d'opérations considérés (environ 2% supplémentaire de réduction du prix d'électricité). Comme décrit précédemment, la France, et particulièrement **Enedis**, sont en train de préparer la version de l'application de la « **tarification dynamique** » pour les années à venir.

Le but de la troisième partie de l'évaluation pratique était d'appliquer le système de gestion prédictif du microréseau communautaire intelligent, développé au cours de cette thèse, sur une plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » d'équipements réels pour émuler le microréseau à petite échelle, développée au cours de cette thèse. Pour l'émulation, il a été choisi la meilleure stratégie de la gestion du microréseau communautaire intelligent obtenue dans les cas de la simulation.

Le cas d'émulation du microréseau communautaire intelligent avec les conditions d'opérations prévues a montré une forte conformité de la stratégie de la gestion prédictive développée avec les données obtenues (4%-8% d'erreur moyenne absolue en pourcentage (**MAPE**)). Le choix d'autres cas de test, avec des conditions d'opérations de plus en plus différentes que prévu, a permis d'étudier l'influence de ces paramètres sur le comportement de la plateforme et le système en général. L'émulation du microréseau communautaire intelligent considéré à petite échelle sur cette plateforme a permis de tester la faisabilité de la stratégie développée précédemment ainsi que sa conformité.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

La transition énergétique et les dynamiques qu'elle entraîne sur les activités socio-économiques génèrent des défis importants à résoudre notamment sur les modes de production, de stockage et de consommation énergétique. Parmi les vecteurs mis en œuvre, l'augmentation importante du taux de pénétration des énergies renouvelables se présente comme une voie prometteuse, notamment à travers le développement des productions distribuées et les microréseaux.

En raison de l'intermittence des ressources énergétiques renouvelables, leur intégration aux réseaux électriques nationaux pose la nécessité de disposer d'une plus grande capacité de manœuvre (flexibilité) pour compenser ces effets. De la même manière, les systèmes électriques ont un besoin de renforcement local pour répondre à ces défis, ainsi qu'à une demande croissante de l'électricité.

Actuellement, la consommation du secteur de bâtiments en France représente près de 40% de la consommation énergétique de la France. Pour cela, parmi les grands enjeux de la nouvelle **RT2020 (RE2020)**, l'efficacité énergétique, l'intégration des sources des énergies renouvelables et la gestion intelligente de la consommation énergétique du bâtiment occupent une bonne place. La gestion des bâtiments doit être effectuée en respectant la notion d'habitat sain et confortable tout en aidant les citoyens à trouver les moyens et mécanismes de contribuer à la transition énergétique à travers diverses démarches (éco-gestes, autoconsommation, autoproduction ...).

Cela entraîne une pluralité d'acteurs sur le marché de l'énergie ainsi qu'une diversification des sources de production interconnectées constituant un écosystème de plus en plus complexe dont l'efficacité nécessite des systèmes intelligents de gestion.

Ainsi, le secteur du bâtiment occupe un rôle très important sur le processus de neutralité carbone et de transition énergétique grâce aux sources d'énergie renouvelables intégrées et aux moyens avancés de gestion énergétique. Le secteur du bâtiment est considéré comme une source importante de flexibilité et du renforcement local du réseau électrique, tout en assurant le confort à tout moment. Par ailleurs, les communautés locales des nouveaux bâtiments à basse consommation peuvent créer des microréseaux et agir ensemble plus efficacement grâce à l'autoconsommation individuelle et collective, tout en contribuant à la flexibilité du réseau. Cela permet d'optimiser l'efficacité énergétique et de réduire l'impact environnemental global, de renforcer le réseau électrique par les moyens locaux de flexibilité et de retarder les investissements de sa rénovation. La notion de flexibilité devient ainsi très importante dans un tel contexte.

Ces dernières années, l'agrégation des sources d'énergie distribuées et l'émergence d'autoconsommateurs individuels et collectifs sur un nœud de puissance rendent les flux énergétiques multidirectionnels dont l'optimisation par les **Agrégateurs** se base sur une exploitation de données et d'outils d'aide à la décision. Différents types de flexibilité peuvent être fournis au réseau par des services système divers (services auxiliaires). Les ménages, qui ont été consommateurs, grâce aux nouveaux bâtiments efficaces et intelligents, ainsi que les

sources d'énergie renouvelable, peuvent devenir **Prosommateurs** ou autoconsommateurs. Grâce à des systèmes de gestion active de la consommation énergétique, ils peuvent aussi participer au marché local de la flexibilité en interagissant avec l'**Agrégateur**, qui prend en considération toutes les contraintes, ainsi que les limites unitaires et systémiques, le prix de l'électricité, le marché de flexibilité, etc.

Les travaux de thèse ont visé à étudier cette problématique de gestion de la flexibilité des réseaux électriques à travers l'intégration des microréseaux, notamment urbains, dans une démarche d'autoconsommation. La gestion de la flexibilité est réalisée à travers un système de gestion prédictif original développé au cours de ces travaux. Le système proposé associe, de manière itérative, les algorithmes d'apprentissage neuronal récurrent à longue mémoire à court terme (**LSTM**), les méthodes classiques d'optimisation des flux de puissance (**OPF**) basées sur la programmation non linéaire à nombres mixtes (**MINLP**), et des critères d'évaluation dynamique et d'aide à la décision par la simulation Monte-Carlo. La principale fonction multivariable du coût à minimiser est basée sur l'estimation prédictive, la veille pour le lendemain (prévision « **J+1** »), du prix marginal moyen localisé (**LAMP**) aux différents nœuds du réseau électrique. Aussi cette fonction intègre la notion des services système de flexibilité. Les algorithmes gèrent les négociations entre l'agrégateur et les usagers du réseau électrique, analysent de manière itérative les différents scénarios de services système de flexibilité et valident le choix de la configuration optimale pour le lendemain. L'algorithme aussi permet de prendre en compte l'erreur de prévision ainsi que son impact possible sur la gestion du microréseau.

Ce système de gestion a été évalué d'abord par les simulations, ensuite sur une plateforme d'équipements réels, développée au cours de cette thèse. Les simulations sont basées sur le cas de conversion d'une commune urbaine réelle en microréseau communautaire (**MRCI**) et l'application ultérieure du système de gestion développé sur ce microréseau communautaire intelligent. De même, les simulations ont évalué les deux différents systèmes de tarification, « **tarification double** » (Heures Creuses - Heures Pleines) et « **tarification dynamique** », ainsi que leurs impacts sur le système de gestion développée et sur la communauté en général.

Selon les résultats des simulations, le microréseau communautaire intelligent obtenu et géré en mode « **basique** » (augmentation de l'autoconsommation) réduit le prix de l'électricité communautaire de 34% à 36% par rapport au cas de la communauté conventionnelle. L'application du système de gestion prédictif développé au cours de cette thèse (sans participation aux services système de flexibilité) génère des réductions supplémentaires (3.5-3.7%) par rapport au cas précédent. De même, l'application du système de gestion développée et la participation du microréseau communautaire intelligent en services système de flexibilité apportent une réduction du prix de 4.12% à 4.75 %, ainsi que de 42.7% à 44.3% par rapport au cas de gestion « **basique** ». En changeant le mode opératoire du microréseau communautaire intelligent au plus « **intelligent** », développé au cours de cette thèse, il est possible d'obtenir des avantages supplémentaires significatifs pour la même configuration du système électrique et les mêmes conditions opérationnelles (7.8%-8.1% de la réduction du prix communautaire d'électricité par rapport au cas de la gestion « **basique** »).

De plus, cela permet de fournir la flexibilité additionnelle au réseau de distribution et ainsi d'accélérer le retour sur investissement du microréseau communautaire intelligent initial.

L'analyse indique que la « **tarification dynamique** », appliquée sur le système sans moyens d'énergie renouvelables, de stockage et de système de gestion (cas de communauté conventionnelle), n'amène pas d'avantages significatifs (au contraire). Néanmoins, la « **tarification dynamique** » permet au réseau d'obtenir la flexibilité supplémentaire selon le principe : forte demande - prix élevé – déplacement de la consommation vers les zones avec un prix bas. Pour le cas du microréseau communautaire intelligent, ce type de tarification donne une possibilité aux systèmes de gestion intelligents de profiter des avantages supplémentaires en jouant avec le système de stockage et les variations du prix. Ces variations sont plus importantes que pour le cas de la « **tarification double** ». Pour le système microréseau communautaire intelligent, la « **tarification dynamique** » s'est avérée être plus appropriée pour tous les cas d'opérations considérés (environ 2% supplémentaire de réduction du prix d'électricité).

La stratégie de gestion développée est appliquée sur une plateforme « **UPEC Microgrid Lab** » d'équipements réels pour émuler le microréseau à petite échelle. L'émulation du microréseau communautaire intelligent considéré dans la simulation précédemment sur cette plateforme à petite échelle a permis de tester la faisabilité de la stratégie développée précédemment ainsi que sa conformité. De même, cela a permis d'évaluer la précision d'émulation de la plateforme développée.

Les perspectives de recherche sont d'abord d'attendre la définition des règles pour le marché de la flexibilité, l'échange des données, etc. et puis de les intégrer plus précisément dans le système de la gestion développé. Comme décrit précédemment, la France, et particulièrement **Enedis**, sont en train de préparer la version de l'application de la « **tarification dynamique** », le marché local de la flexibilité (**LFM**) ainsi que de définir les services système et leurs paramètres opérationnels pour les années à venir [282].

Aussi, Il est possible d'augmenter l'efficacité du système de gestion développé par l'intégration de technologies supplémentaires, comme les moyens de reconfiguration du réseau, du marché d'électricité en temps réel, et bien d'autres technologies existantes dans la recherche. D'autre part, cela amène des complications significatives du système de gestion et nécessite des données initiales plus précises pour la communauté, ainsi que pour sa manière de fonctionnement et sur les technologies et normes possibles applicables.

Le système de gestion prédictif, développé au cours de cette thèse, dispose de toutes les fonctionnalités nécessaires pour avoir une gestion du microréseau prédictive sûre et efficace prenant en compte la notion de la flexibilité dans les réseaux électriques, qui est très importante, voire cruciale aujourd'hui.

Annexe A. Trois exigences principales de la RT2012ur

Annexe A.1. RT2012 : Besoins Bioclimatiques du Bâtiment (Bbio)

Les **Besoins Bioclimatiques du Bâtiment Maximal (BbioMAX)** constituent une limitation du besoin en énergie pour les composantes liées au bâtiment (chauffage, refroidissement et éclairage) en optimisant sa conception, pour bénéficier au maximum de la lumière naturelle et des apports de chaleur du soleil. Les **BbioMAX** prennent en compte la localisation géographique, l'altitude et la typologie des besoins énergétiques. La valeur maximale des **Besoins Bioclimatiques du Bâtiment (Bbio)** pour un bâtiment est limitée par la **BbioMAX**. Pour respecter les **BbioMAX**, les exigences principales de la **RT2012** sont représentées par une surface vitrée pour la lumière naturelle égale ou plus grande que 1/6 de la surface de bâtiment, des vitrages performants et adaptés en fonction du climat, une orientation favorisant les apports solaires, une isolation particulièrement performante pour éviter les déperditions en énergie, une ventilation efficace pour le confort et la qualité de l'air, etc.

Annexe A.2. RT2012 : Consommation d'énergie primaire (Cep)

La **Consommation d'Énergie Primaire Maximale (CepMAX)** permet d'évaluer l'exigence de consommation conventionnelle maximale d'énergie primaire d'un bâtiment (la consommation énergétique). Plus précisément, elle prend en compte le chauffage, la climatisation, l'éclairage, la production d'ECS, les auxiliaires (pompes et ventilateurs). La **Consommation d'Énergie Primaire (Cep)** maximum autorisée par la **RT2012** est 50 kWh_{ep}/m².an, mais elle est modulée (de 48 au sud à 66 au nord de la France) selon la localisation géographique, l'altitude, le type et la surface, l'émission de CO₂ du bâtiment. Le respect et la réduction de **Cep** sont liés au respect du confort thermique et acoustique efficace de même que l'utilisation des équipements énergétiques performants, ainsi que la récupération d'énergie.

Annexe A.3. RT2012 : Confort en été (TICréf)

Le troisième coefficient de la **RT2012** est la **Température Intérieure Conventionnelle en période de forte chaleur (TIC)** qui représente la valeur horaire en période d'occupation de la température opérative. Pour le résidentiel, la période d'occupation considérée est la journée entière.

La **TICréf** est une valeur référentielle pour les bâtiments dans lesquels il est possible d'assurer un bon niveau de confort en été pour limiter le recours au système actif de refroidissement. La **TICréf** représente la température la plus chaude atteinte dans les locaux pendant une période consécutive de 5 jours très chauds d'été et dépend du type d'occupation et de la localisation (zone climatique, l'altitude ou la proximité avec des zones bruyantes). La **TICréf** aide à fournir un confort de vie tout au long de l'année, comme la fraîcheur en été sans climatisation (protection des ouvertures, ventilation, etc.), et la chaleur en hiver, en limitant

Annexe B. L'évolution législative de la transition énergétique en France

La France a défini un certain nombre de lois et de plans pour atteindre ses objectifs concernant la transition énergétique et la réduction d'impact sur le changement climatique, dans le domaine du bâtiment (et en particulier les progrès de la **RT2020**, Figure 3).

Annexe B.1. Loi Grenelle 1 (2009)

La loi n° **2009-967** du 3 août 2009 à propos de la programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement [284] fixe les grandes orientations de la France en matière de transport, d'énergie et d'habitat afin de protéger l'environnement et le climat. Le premier objectif est la lutte contre le changement climatique et la division par quatre des émissions françaises de **GES** entre 1990 et 2050.

Il prévoit la confirmation de l'ensemble des orientations en matière de maîtrise de l'énergie, du développement des **ER**, de la lutte contre les changements climatiques, de la division par quatre les émissions de **GES** d'ici 2050, de la diminution de 20% de l'**ER** en 2020 (soit une hausse de 20 Mtep avec des objectifs intermédiaires pour chaque filière en 2009 et la réalisation d'un bilan en 2012), le soutien à la production de chaleur renouvelable et le soutien à la recherche des biocarburants de deuxième génération. L'intégralité du plan bâtiment se décline selon les dispositions suivantes : dès 2012, les constructions neuves devront présenter une consommation d'énergie primaire inférieure au 50 kWh m²/an (le précurseur de la **RT2012**), toutes les constructions neuves seront soumises au plus tard en 2020 à la norme : « *Énergie positive* » (le précurseur de la **RT2020**), tous les bâtiments de l'État et de ses établissements publics seront soumis à un audit énergétique d'ici 2010 et à une rénovation engagée au plus tard en 2012.

Annexe B.2. Loi Grenelle 2 (2010)

La loi n° **2010-788** du 12 juillet 2010 portant l'engagement national pour l'environnement (1) [285] est le prolongement de la loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite « **Grenelle 1** », qui a déterminé les objectifs de l'État dans le domaine environnemental. La loi a dû mettre à jour des obligations, interdictions ou permissions des codes existants. De même, la loi a prévu l'obligation de faire figurer le classement d'un bien immobilier au regard de sa performance énergétique dans les annonces immobilières, à la vente ou à la location (sauf baux ruraux ou locations saisonnières), l'obligation de l'attestation des normes énergétiques à l'achèvement des travaux, l'autorisation du dépassement des règles de densité pour les bâtiments à haute qualité énergétique ou avec des équipements d'**ER**, la suppression de l'avis conforme de l'architecte des bâtiments de France en cas de contravention avec l'autorité administrative.

Annexe B.3. Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) (2015)

Réunissant tous les acteurs concernés les rencontres et débats organisés en France depuis 2007 ont conduit aux lois Grenelle 1 et 2, adoptées respectivement en 2009 et 2010, et à la loi ambitieuse de **Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV)** [68]. La suite de la loi Grenelle 1) du 17 août 2015 a fixé [68] les objectifs généraux comme la réduction des émissions de **GES** de 40% entre 1990 et 2030, la division par 4 des émissions de **GES** entre 1990 et 2050 (Facteur 4) par rapport à 2012, la réduction de la consommation énergétique finale de 20% en 2030 et de 50% en 2050, la réduction de la consommation énergétique primaire d'énergie fossiles de 30%, 32% des **ER** dans la consommation finale d'énergie, 40% dans la production d'électricité, 38% dans la consommation finale de chaleur, 15% dans la consommation finale de carburant, 10% dans la consommation de gaz et pour finir la multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable récupérée par les réseaux de chaleur et de froid en 2030. En 2025, il sera prévu une baisse de 50% de la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Pour les bâtiments existants, la loi a prévu : vers 2020 l'obligation de réduire de 38% les consommations énergétiques et de 50% les émissions de **GES**. Pour les bâtiments neufs la loi prévoit l'obligation : à partir de 2010, de généraliser des **Bâtiments Basse Consommation (BBC)** pour les bâtiments publics, à partir de 2012 pour le tertiaire en général et à partir de 2013 pour les logements (**RT2012**), à partir du 1er janvier 2017 : « *L'obligation de disposer d'un carnet numérique de suivi et d'entretien pour toutes les constructions neuves dont le permis de construire a été déposé pour tous les logements faisant l'objet d'une évaluation* » [68]. De même, la loi prévoit la possibilité d'imposer une part minimum d'**ER** dans la consommation d'un bâtiment. À partir de 2020, il sera obligatoire de généraliser du **BEPOS** pour toutes les constructions neuves et pour les bâtiments publics à partir de 2018.

Annexe B.4. Plan National d'Action en Matière d'Efficacité Énergétique (PNAEE) (2017)

Le **Plan National d'Action en Matière d'Efficacité Énergétique (PNAEE)** [286] a été publié en 2017 avec l'application de la **Directive 2012/27/EU (EED et ESD)** [287]. Cette directive décrit les mesures prises et projetées par chaque État pour arriver à leurs objectifs d'efficacité énergétique en réduisant la consommation d'énergie. Pour la France, l'objectif principal envisagé pour 2020 est de limiter à 235,3 Mtep de consommation d'énergie primaire et 131,4 Mtep de consommation d'énergie finale. Cela a constitué 9% d'économies d'énergie par rapport à la consommation moyenne sur la période 2001-2005. Le **PNAEE** représente un rapport complet édité tous les trois ans.

Annexe B.5. Plan de Rénovation Énergétique des Bâtiments (PREH) (2016)

Le **Plan de Rénovation Énergétique des Bâtiments (PREH)** [288] a eu pour objet de propager la rénovation énergétique des logements et des bâtiments tertiaires. Le but est d'atteindre la neutralité carbone à 2050, en prenant en compte la lutte contre la précarité énergétique.

Les objectifs principaux sont d'accompagner les ménages pour les aider à rénover leur logement, en priorité pour lutter contre la précarité énergétique et les passoires thermiques, d'accélérer la rénovation dans les bâtiments tertiaires avec l'objectif de faire des bâtiments publics des bâtiments exemplaires (15% d'économies d'énergie pour parc immobilier de l'État pour les prochains 5 ans), de mobiliser et d'entraîner les acteurs locaux et territoriaux, de créer une dynamique de filière, pour rénover davantage, mieux et à prix moindre. De même, le **PREH** prévoit : « À compter de 2014, 180 000 logements privés, dont 38 000 occupés par des habitants en situation de précarité, auxquels s'ajoutent 90 000 logements sociaux ; à compter de 2017, 380 000 logements privés, dont 50 000 logements occupés par des habitants en situation de précarité, auxquels s'ajoutent 120 000 logements sociaux » [288].

Annexe B.6. Loi ÉLAN (Évolution du Logement, de l'Aménagement et du Numérique)

La LOI n° 2018-1021 du 23 novembre 2018, **Évolution du Logement, de l'Aménagement et du Numérique (ÉLAN)** [289] établit la fondation pour la suivante **RT2020**. L'article 177 du code de la construction et de l'habitation [290] fait exigences attendues sur la performance énergétique, comme l'objet de contrôle tout au long du cycle de vie des bâtiments neufs et existants. La **RT2020** établit la norme de construction des bâtiments à énergie positive, **BEPOS**. C'est-à-dire des bâtiments qui produisent plus d'énergie qu'il n'en consomme. L'article 181 déclare aussi que : « *Les performances énergétiques, environnementales et sanitaires des bâtiments et parties de bâtiments neufs s'inscrivent dans une exigence de lutte contre le changement climatique, de sobriété de la consommation des ressources et de préservation de la qualité de l'air intérieur* » [289].

Annexe B.7. Bâtiment de bureaux LowCal

La **Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)** [291] déploie les directions stratégiques pour la transition vers une économie basse-carbone et durable pour tous les secteurs d'activité. Elle fixe les objectifs de diminution d'émissions de **GES** à l'échelle de la France : à court / moyen terme : les **budgets-carbone** (réduction des émissions de 27% à l'horizon du 3e budget-carbone par rapport à 2013), à **long terme à l'horizon 2050** : la première stratégie visait l'atteinte du facteur 4 (réduction des émissions de 75% par rapport à 1990, soit 73% par rapport à 2013). Le projet de stratégie révisé cible la neutralité carbone.

Les budgets carbone représentent les maximums d'émissions de **GES** fixés par périodes successives de 4 à 5 ans. Cela permet de définir la trajectoire de diminution des émissions. Trois premiers budgets carbone ont été prédéfinis en 2015. Ils considèrent les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028. La révision de 2019 corrige le deuxième et troisième budget, et définit le budget carbone suivant (la période 2029-2033). Ils sont distribués selon les principaux domaines d'activité : transports, bâtiments résidentiels-tertiaires, industrie, agriculture, déchets et production d'énergie. Pour le domaine de bâtiment, la **SNBC** prévoit les recommandations suivantes : maîtriser la demande en énergie liée à l'usage des bâtiments, améliorer les bâtiments et systèmes existants, approfondir l'efficacité énergétique des nouvelles constructions, développer les matériaux de construction peu carbonés, maîtriser la demande en énergie et développer un mix énergétique décarboné.

Annexe B.8. Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) (2019).

Le projet de la **Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE)** de 2019-2023 a été publié le 25 janvier 2019 [292]. En cohérence avec la **SNBC**, la révision de **PPE** 2019 annonce les objectifs à atteindre aux horizons 2023 et 2028. C'est un outil de gestion de la politique énergétique qui a été créé par la loi **LTECV**. Son but est d'élaborer une vision cohérente et complète de la place des énergies et de leur évolution attendue dans la société française, ainsi que de fixer les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie.

Annexe C. Exemples existants du BEPOS en France

Avant l'application de la nouvelle **RT2020**, des bureaux d'études français ont fait des tests et des expériences pour trouver le meilleur moyen d'expliquer et de définir le **BEPOS**.

Le déroulement d'intronisation de tous les types de maisons à basse consommation en France est présenté dans le Tableau 16 [293].

Tableau 16 : Sommaire des projets de **BBC** et **BEPOS** en France (début 2020, source [293]).

Niveau énergétique	Numéro des bâtiments certifiés
BBC-Effinergie Rénovation	2654
BBC-Effinergie	1193
Effinergie +	272
BEPOS effinergie 2013	165
BBC effinergie 2017	48
BEPOS effinergie 2017	42
BEPOS+ effinergie 2017	5
Total	4379 (début 2020)

Plus bas vont être présentés des exemples existants des **BEPOS+Effinergie2017** et les aspects techniques de leur réalisation. Ce type de **BEPOS** a été choisi en raison de sa performance, mais aussi, car c'est le plus difficile à atteindre.

Annexe C.1. Bâtiment de bureaux LowCal

LowCal est le premier bâtiment certifié par le nouveau label **BEPOS+ Effinergie 2017**. C'est un bâtiment de bureaux et est présenté sur la Figure 97.



Figure 97 : Le bâtiment de bureaux LowCal (source [293]).

Les missions principales de ce projet : un faible impact environnemental, un faible coût et une conception dite « *Low-Tech* ». Les surfaces vitrées du sud permettent de bénéficier d'un apport solaire. Les brise-soleils orientables assurent la protection contre la pluie, le rayonnement direct du soleil et l'intrusion. L'absence du système de chauffage fixe est compensée par l'apport naturel des occupants, et par un système de ventilation double flux indépendant avec un échangeur de chaleur. Cela permet de récupérer 70% de la chaleur en hiver et la fraîcheur en été.

Tableau 17 : Description générale du projet LowCal (source [293]).

Type bâtiment	Tertiaire - Public
Ville	Pont-de-Barret
Construction	2016
Livraison	2016-07-01
Zone climatique	H2d
Surface	666 m ²
Niveau énergétique	BEPOS+ Effinergie 2017
Respect RT2012	Oui
E+C-, Niveau « Énergie »	E4
E+C-, Niveau « Carbone »	C2
Consommation énergétique (Cep)	-98,7 kWh/(m ² an)
Bioclimatisme (Bbio)	35,89% moins par rapport à la BbioMAX (RT2012)
Confort en été (TIC)	10% moins par rapport à la TICréf (RT2012)
E+C-, Bilan Énergétique E+C	-3,7 kWh _{ep} /m ² /an (Niveau E4)
E+C-, Respect du Seuil Carbone GES Totale	760 kg eq.CO ₂ /m ² (Niveau C2)

Équipement de chauffage : absence de générateur de chauffage fixe - les occupants apportent entre 75 et 95 W de chaleur par personne, appoint par radiateurs électriques mobiles (4x 1 kW, soit 6 W/m² de puissance) ; **Refroidissement** : absence de générateur de froid ; **Ventilation** : ventilation double flux décentralisé, efficacité de l'échangeur de 70% ; **Eau Chaude Sanitaire (ECS)** : ballon électrique de 75 litres ; **Éclairage** : puissance moyenne installée : 2 W/m² et varie suivant les locaux ; **ER** : installation photovoltaïque - surface : 153 m² - puissance crête : 24 kWc.

Annexe C.2. Groupe Scolaire Perigny - Bâtiment administratif (2019)

Ce projet qui concerne la construction d'un groupe scolaire se compose de deux bâtiments principaux regroupant : un bâtiment d'école, un bâtiment de service, un pôle administratif et un restaurant scolaire. Ce projet a été lauréat de l'appel à projets « *Bâtiment du Futur* » 2018 de la Région Nouvelle-Aquitaine et est présenté sur la Figure 98.



Figure 98 : La Groupe Scolaire Perigny – bâtiment administratif / demi-pensions (source [293]).

Pour la partie-école, les bâtiments sont composés d'une salle de classe, d'un atelier, d'un espace de motricité et de sanitaires. Ils sont construits avec des équipements identiques.

La structure des bâtiments est isolée avec de la ouate de cellulose ou du chanvre local et se compose de bois. Les fenêtres permettent d'assurer une ventilation naturelle traversante, grâce à des ouvertures sur des façades opposées. En plus de panneaux photovoltaïques sur les couvertures orientées au sud, le préau sud-est, est équipé par des photovoltaïques bi-verre. La description du projet est présentée dans le Tableau 18 ci-dessous.

Tableau 18 : Description générale du projet de groupe scolaire Perigny (source [293]).

Type bâtiment	Tertiaire - Public
Ville	Perigny
Construction	2019
Livraison	2019-12-01
Zone climatique	H2b
Surface	818 m ²
Niveau énergétique	BEPOS+ Effinergie 2017
Respect RT2012	Oui
E+C-, Niveau « Énergie »	E4
E+C-, Niveau « Carbone »	C1
Consommation énergétique (Cep)	-17,8 kWh/m ² /an
Bioclimatisme (Bbio)	33,33% moins par rapport à la BbioMAX (RT2012)
Confort en été (TIC)	2% moins par rapport à la TICréf (RT2012)
E+C-, Bilan Énergétique E+C	-15,2 kWh _{ep} /m ² /an (Niveau E4)
E+C-, Respect du Seuil Carbone GES total	999,6 kg eq.CO ₂ /m ² (Niveau C1)

Équipement de chauffage : bois granulé, chaufferie au granulé du bois à alimentation automatique et air pulsé ; **Refroidissement** : groupe froid thermodynamique air / eau ; **Ventilation** : ventilation double flux, débit constant, efficacité de l'échangeur de 80% ; **ECS** : ballon électrique ; **Éclairage** : puissance moyenne installée : 6 W/m², varie suivant les locaux ; **ER** : installation photovoltaïque - surface : 330 m² - puissance crête : 56 kWc.

Annexe C.3. Groupe Scolaire de l'Isle d'Espagnac

Ce projet concerne la construction d'un groupe scolaire comprenant une partie élémentaire, une partie maternelle et des espaces mutualisés. Ce projet a été lauréat de l'appel à projets « *Bâtiment du Futur* » 2018 de la Région Nouvelle-Aquitaine. Il est présenté sur la Figure 99.



Figure 99 : Le Groupe Scolaire de l'Isle d'Espagnac (source [293]).

Le projet a privilégié une conception bioclimatique et le choix d'éco matériaux. La structure du bâtiment est en ossature de bois isolée avec de la paille. La toiture a été isolée avec 30 cm

d'un mélange isolant associant fibres de chanvre, coton et lin. Les fenêtres sont en bois avec de doubles vitrages performants intégrant des protections solaires. Il y a possibilité d'assurer une ventilation naturelle traversante ou ascendante par les fenêtres du toit. La description du projet est présentée dans le Tableau 19 ci-dessous.

Tableau 19 : Description générale du projet du groupe scolaire de l'Isle d'Espagnac (source [293]).

Type bâtiment	Tertiaire - Public
Ville	L'Isle d'Espagnac
Construction	2019
Livraison	2019-07-01
Zone climatique	H2b
Surface	1 498 m ²
Niveau énergétique	BEPOS+ effinergie 2017
Respect RT2012	Oui
E+C-, Niveau « Énergie »	E4
E+C-, Niveau « Carbone »	C2
Consommation énergétique (Cep)	-17,5 kWh/m ² /an
Bioclimatisme (Bbio)	36,67% moins par rapport à la BbioMAX (RT2012)
Confort en été (TIC)	4,6% moins par rapport à la TICréf (RT2012)
E+C-, Bilan Énergétique E+C	-15,4 kWh _{ep} /m ² /an (Niveau E4)
E+C-, Respect du Seuil Carbone GES Totale	764,5 kg eq.CO ₂ /m ² (Niveau C2)

Équipement de chauffage : bois granulé, chaudières biomasse à condensation ; **Refroidissement** : groupe froid thermodynamique air / eau ; **Ventilation** : ventilation double flux, débit constant, efficacité de l'échangeur de 75% ; **ECS** : ballons électriques ; **Éclairage** : puissance moyenne installée : 3,2 W/m², varie suivant les locaux ; **ER** : installation photovoltaïque en silicium monocristallin - surface : 130 m² - puissance crête : 23,5 kWc.

Annexe D. Méthodes principales de gestion des systèmes électriques

Annexe D.1. Méthodes basées sur le marché

Annexe D.1.1. Marché local de la flexibilité (LFM)

À l'origine, le **LFM** a été développé et mis en œuvre pour fournir des outils de marché pour le **DSO** et pour résoudre ses congestions et les violations de tension [294]. En échangeant la flexibilité dans le **LFM**, le **DSO** peut assurer une gestion et un contrôle plus actifs du système. Il y a plusieurs méthodes de réalisation du **LFM**. Le **LFM** à taux fixe permet au **DSO** de planifier son système de manière plus économique en utilisant la flexibilité assurée par les demandes flexibles. Le besoin d'extension de capacité d'un **DG** avec et sans utilisation de la flexibilité a été comparé dans [295]. Un cadre de **LFM** a été proposé en [67] pour maximiser le bien-être social des participants au **LFM** sur l'horizon de programmation journalier et sur l'horizon de programmation au cours de la journée. Une conception de **LFM** décentralisée a été proposée dans [296]. Elle tient compte des négociations entre le **DSO** et les **Agrégateurs**, et entre les **Agrégateurs** et les **Prosommateurs**. Le [297] décrit bien l'application du **LFM** à la fois pour optimiser le marché de la flexibilité **Jour à l'Avance** ($J + 1$, *Day-ahead*) et à la fois pour le marché **Intrajournalier** ($I - J$, *Intraday*) comme le montre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Le **LFM** et les marchés de l'énergie existants peuvent fonctionner en parallèle. Le **LFM** peut être aussi appliqué avec d'autres méthodes de gestion des systèmes électriques [297].

Annexe D.1.2. Marché local de l'énergie (LEM)

Le **LEM** a été conçu et mis en œuvre pour gérer la forte pénétration des **DER**. L'avantage principal est qu'il encourage les **Prosommateurs** à l'échange d'énergie localement [298] et cela pour conséquence une gestion indirecte et décentralisée des systèmes énergétiques. Le **LEM** est un concept de marché large qui se caractérise en différents groupes :

- Commerce d'énergie **P2P**, directement entre **Prosommateurs** [299].
- Commerce d'énergie entre **Prosommateurs** sous la supervision d'un médiateur [300].

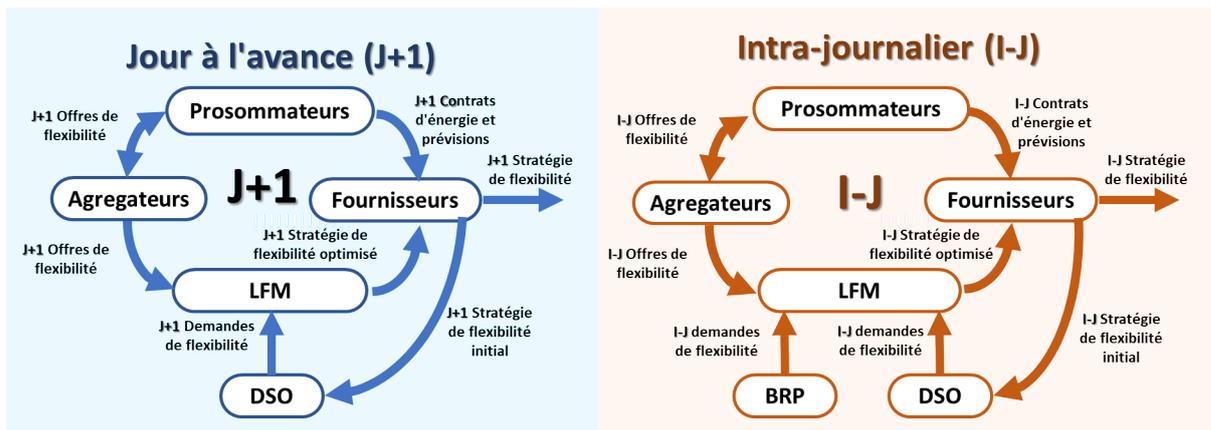


Figure 100 : L'application du **LFM** pour l'optimisation du marché de la flexibilité pour « **Jour à l'avance ($J + 1$)** » et pour « **Intra-journalier ($I - J$)** ».

- Commerce d'énergie **P2P** entre **Prosommateurs** ou sous la supervision d'un médiateur [301].

L'avantage principal du **P2P** est que l'énergie peut être échangée localement entre **Prosommateurs** sans entité centrale. Cependant, le **P2P** peut conduire à un faible pouvoir de négociation pour les **Prosommateurs** lorsqu'ils échangent l'énergie avec les grandes parties prenantes [40].

Annexe D.1.3. Contrôle basé sur le prix (PBC)

Dans les méthodes de **PBC**, le **DSO** prévoit la congestion potentielle du **DG** sur un temps défini (état de saturation du réseau). Il publie le prix de résolution de la congestion (la réduction de la consommation par exemple) de manière centralisée pour la consommation flexible ou leurs **Agrégateurs** [231]. Ensuite, la consommation flexible ou leurs **Agrégateurs** planifient leurs ressources. Par conséquent, les méthodes de contrôle fondées sur le prix peuvent conduire à une incertitude significative du profil de charge. Ceci en raison des calendriers non confirmés des **Agrégateurs** au **DSO** [302]. Cependant, la pénétration accrue des **DER** peut rendre difficile le fonctionnement du **DSO**. Ainsi, il est recommandé d'ajouter des méthodes supplémentaires pour résoudre ce problème. Dans la recherche [303], le **PBC** est utilisé pour résoudre les problèmes de congestion du **DG** en incitant les **Agrégateurs** à déplacer les demandes flexibles des heures de pointe à des nœuds spécifiques.

Annexe D.1.4. Contrôle transactif (CT)

Une transaction est un échange de biens, de services et/ou de fonds par voie de négociation. En conséquence, le **CT** est un cadre qui permet aux acteurs d'interagir les uns avec les autres à travers un signal économique, afin d'optimiser l'allocation des ressources. Dans [304], le **CT** est défini comme une implémentation d'énergie transactive. L'énergie transactive est un ensemble de mécanismes économiques et de contrôles qui permettent l'équilibre dynamique de l'offre et de la demande sur l'ensemble de l'infrastructure électrique en utilisant la valeur comme le paramètre-clé opérationnel. Dans un système de gestion de l'énergie transactive, les appareils consommateurs ou producteurs d'électricité de petite ou

moyenne taille négocient automatiquement leurs actions entre eux, avec les appareils du réseau physique et avec les systèmes de répartition des fournisseurs d'énergie. Tout cela se fait grâce à des algorithmes du marché électrique efficaces et évolutifs [305]. En fait, le **CT** est déjà utilisé sur certains marchés d'énergie de gros dans le monde, par exemple le marché Nord Pool Spot [306]. Le mécanisme de négociation et de compensation utilisé sur le marché est une forme typique de contrôle transactionnel. Cependant, l'application du **CT** fait encore largement défaut dans le fonctionnement des réseaux de distribution et au niveau du marché de détail. Dans le cadre du **CT**, il est utilisé la fonction d'utilité appliquée en microéconomie qui décrit le degré de bien-être que le produit offre aux consommateurs.

Le **CT** est largement utilisé pour gérer le fonctionnement des **DER** à la fois dans la littérature et dans l'industrie. Il utilise un cadre décisionnel décentralisé, ce qui montre ses avantages dans la gestion du fonctionnement des **DER** [305]. Un système de **CT** a été proposé en [307] pour gérer le fonctionnement des systèmes de distribution contraints, dans lequel les prix de congestion appropriés étaient déterminés par la négociation entre le **DSO** et les détaillants. Un cadre de **CT** a été présenté dans [308], dans lequel plusieurs bâtiments intelligents collaborent entre eux dans une agrégation de bâtiments intelligents. Une méthode de gestion de **CT** distribué a été proposée dans [309] pour plusieurs microréseaux interconnectés, dans laquelle une planification optimale et un échange d'énergie équitable des multiples microréseaux, peuvent être réalisés.

Annexe D.2. Méthodes basées sur le contrôle

Annexe D.2.1. Centrale électrique virtuelle (VPP)

Lorsque les **DER** et les **Prosommateurs** sont agrégés dans une **VPP**, ils ont une visibilité sur différents marchés de l'énergie, sur la contrôlabilité et sur l'impact du système comme un générateur conventionnel [310]. Une **VPP** est un groupe de **DER** qui est exploité collectivement par une entité de contrôle. Il peut remplacer une centrale électrique conventionnelle en gardant la même efficacité, mais avec plus de flexibilité [311, p.]. Le schéma général est présenté sur la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

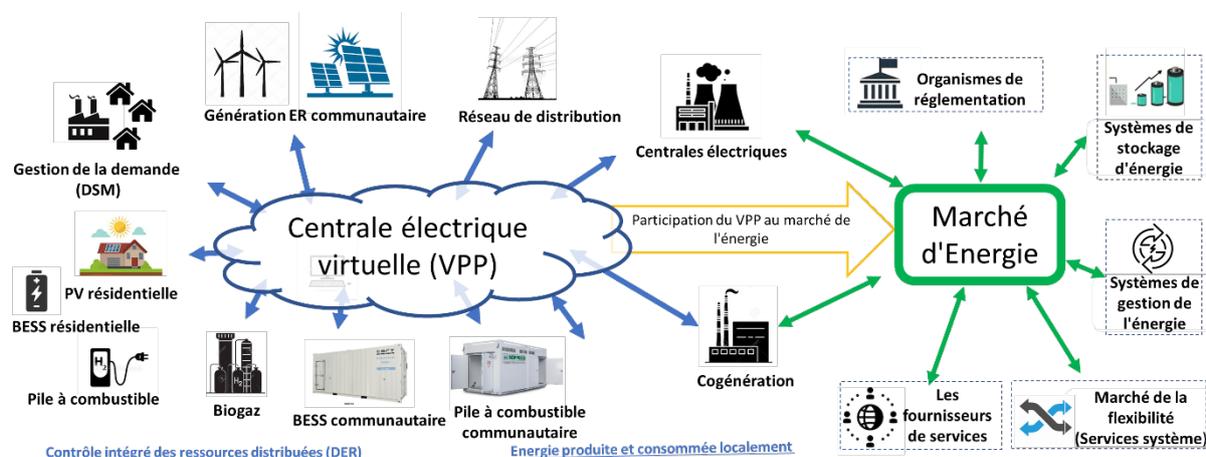


Figure 101 : Structure générale de la **VPP** et du marché d'énergie.

Les composants principaux de la **VPP** sont :

- Marché / Consommateurs
- **DSO**
- **DER / Prosommateur** / Clients
- **Systèmes de Gestion de l'Énergie (EMS, Energy Management System)**
- Les fournisseurs de services
- Organismes de la réglementation

La **VPP** peut apporter des avantages significatifs pour le **DSO** comme l'amélioration de l'efficacité et de la sécurité du réseau électrique, la réduction des coûts du système de distribution, et autres. La description, la structure et les différentes méthodes de planification pour les **VPP** ont été proposées dans l'Annexe E.

Annexe D.2.2. Gestion active du réseau (GAR)

La **GAR** offre un contrôle actif et flexible sur le contrôle de la tension, sur la gestion de la congestion et sur la restauration de l'alimentation dans les systèmes de distribution. Des mesures en temps réel ou en temps quasi réel sont utilisées avec un modèle du système pour déterminer les signaux de commande qui doivent être envoyés aux participants du réseau. Les **DSO** adoptent la **GAR** pour résoudre la congestion et les violations de tension des systèmes de distribution en raison de la forte pénétration des **DER** contrôlant les **DER**, des demandes flexibles et des équipements du réseau de manière centralisée [312]. Les études comme [313] et [314] ont montré qu'avec la **GAR**, de diverses violations de congestion et de tensions des systèmes de distribution (pertes de puissance excessives, congestion du réseau, surtensions et baisses de tensions), peuvent être résolus en contrôlant les réseaux de manière optimale. D'autre part, cette méthode nécessite une grande vitesse et une haute précision de mesure ainsi que l'acquisition et le traitement d'un grand volume d'information.

Annexe E. Centrale électrique virtuelle (VPP)

Annexe E.1. VPP : Définition

Une **VPP** est un groupe de **DER** qui est exploité collectivement par une entité de contrôle. Il peut remplacer une centrale électrique conventionnelle, tout en ayant l'efficacité et avec plus de flexibilité [311, p.] (analogiquement avec un **Système de Stockage d'Énergie Virtuel (VESS, Virtual Energy Storage System)**).

La littérature actuelle présente de nombreuses définitions de **VPP** partiellement dispersées, mais la plupart des définitions définissent certains points communs qui offrent un point de convergence en termes de caractéristiques et de concept. Dans [315], la **VPP** est décrite comme un ensemble d'acteurs divers (consommateurs, producteurs, ressources énergétiques diverses, stockage et **RàD**) dont la production d'électricité est basée sur plusieurs technologies. Selon [310] : « *Les **VPP** sont des entités virtuelles qui centralisent la négociation de l'énergie électrique. Ils sont créés chaque fois qu'un nombre suffisamment important de **Prosommateur** décide d'agréger leur production pour concurrencer le marché contre les grandes sociétés de production* ». Enfin, la définition dans [316] propose que « *Une **VPP** est une entité qui est capable d'agréger des ressources de petite taille (consommateurs et producteurs, aussi bien que des unités de stockage) les rendant rentables, notamment dans le cadre de la participation aux programmes de **RàD*** ».

Comme est indiqué précédemment, la définition de **VPP** est assez dispersée. En combinant les différentes perspectives, [317] résume la notion de **VPP** de cette manière:

Une **VPP** est une entité virtuelle impliquant de multiples parties prenantes et comprenant des technologies hétérogènes multisites décentralisées, formées par l'agrégation de sources d'énergie réparties et des systèmes de stockage d'énergie distribuable et non distribuable, y compris des **VE** et des charges contrôlables. Elle est prise en charge par les technologies de l'information et de la communication, pour former l'équivalent d'une seule centrale électrique virtuelle avec la capacité de gérer et de coordonner ses opérations. Elle doit assurer le flux d'énergie et d'informations entre ses parties prenantes, afin de minimiser les coûts de génération, de maximiser les profits et d'accroître la participation dans les programmes de **RàD** ainsi que dans les échanges au sein du marché de l'électricité.

Annexe E.2. VPP : Structure

Décrire une structure complète pour les **VPP** est une tâche ardue, car la littérature actuelle dans le domaine reste non structurée avec beaucoup de concepts et d'idées qui se chevauchent. Cependant, les principales caractéristiques sont que les **VPP** regroupent plusieurs **DER** et impliquent la collaboration d'un certain nombre de parties prenantes qui consistent en un mélange d'entités et des systèmes pour former une sorte d'écosystème d'affaires collaboratif avec un degré élevé d'interactions et d'interdépendances. Ce point de vue suppose que toutes les parties de **VPP** ont besoin de mécanismes robustes de collaboration pour harmoniser et profiter du rôle essentiel qu'ils jouent dans **VPP**. Cette

affirmation est confirmée par [318] et suggère que : « *Les systèmes énergétiques deviennent des systèmes sociotechniques complexes qui combinent une variété d'aspects techniques et de processus automatisés avec le comportement humain et les facteurs sociaux / sociétaux* ». Le même travail affirme en outre que : « *De plus en plus, le réseau électrique peut être vu comme une composition de sous-systèmes avec une autonomie croissante qui a besoin d'interagir, formant un système de systèmes* ».

Le schéma général est présenté sur la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Bien que le microréseau et la **VPP** semblent être des concepts similaires, il existe un certain nombre de différences distinctes :

- **Localité** : Dans un microréseau, les **DER** sont situés dans le même réseau de distribution local et ils visent à satisfaire principalement la demande locale. Dans une **VPP**, les **DER** ne sont pas nécessairement situés sur le même réseau local et ils sont coordonnés sur une vaste zone géographique. La production de la **VPP** agrégée participe aux échanges traditionnels sur les marchés énergétiques normaux [319].
- **Taille** : La capacité installée des microréseaux est généralement relativement faible (de quelques kW à plusieurs MW), tandis que la puissance nominale d'une **VPP** peut être beaucoup plus élevée [320].
- **Intérêt des consommateurs** : Un microréseau se concentre sur la satisfaction de la consommation locale, la **VPP** traite la consommation uniquement comme une ressource flexible qui participe à l'agrégat commerce d'électricité via la rémunération de **DSO** [321].

Selon tout ce qui précède, les composants principaux de la **VPP** sont :

- Marché / Consommateurs
- **DSO**
- **DER / Prosommateur / Clients**
- **Systèmes de Gestion de l'Énergie (EMS, Energy Management System)**
- Les fournisseurs des services
- Organismes de réglementation

Annexe F. Participants aux marchés locaux de la flexibilité

Les participants et leurs objectifs dans les **LFM** doivent être bien définis en premier lieu avant la conception des marchés. Généralement, les principaux participants aux **LFM** sont :

- **DSO** : Il est l'opérateur du système de distribution, dont la tâche principale consiste à fournir de l'électricité aux clients de manière rentable, durable et efficace. De même, son objectif est d'assurer un bon fonctionnement du système de distribution et de la qualité des services d'alimentation d'électricité [67]. Le **DSO** peut procurer la flexibilité à différentes fins opérationnelles (par exemple, la gestion de la congestion, le contrôle de la tension, la minimisation des pertes, etc.) et à des fins de planification (par exemple, le report du besoin de renforcement du réseau).

- **BRP** : Ils sont définis comme des opérateurs sur les marchés de l'énergie pour le compte des portefeuilles de leurs clients [85]. Les **BRP** sont responsables d'équilibrer l'approvisionnement en énergie et la consommation d'énergie pendant une durée donnée. Dans le cas de l'impossibilité à maintenir l'équilibre dans le réseau, le **BRP** sera pénalisé pour les coûts de déséquilibre. Par conséquent, les **BRP** pourraient bénéficier de la flexibilité pour optimiser leur portefeuille et réaliser leurs obligations énergétiques. Les **BRP** peuvent être des détaillants, des producteurs ou des **Agrégateurs**. Ils sont uniquement responsables de l'état d'équilibre du réseau de leurs clients.

- **Agrégateur** : Il est un fournisseur de services qui rassemble et gère des **Prosommateurs** pour échanger leur énergie ou la flexibilité sur le marché en cause [322]. Le **DER** ou le **Prosommateurs** individuel ont un pouvoir de négociation limité dans les **LFM** en raison de leurs volumes insignifiants de flexibilité en comparaison de la taille du réseau. De même, la participation directe des **DER** ou des **Prosommateurs** dans un **LFM** le surchargerait en raison du grand nombre de **DER** ou de **Prosommateurs** sur le marché. Ceci est lié à la présence d'un chargé de communication pour l'échange d'informations entre les acteurs et la charge de calcul pour la compensation du marché. Cela conduit à un fonctionnement du **LFM** inefficace et à un coût supplémentaire pour l'opérateur du **LFM** en raison de la surcharge de communication et de calcul [323]. Pour exploiter ce potentiel de flexibilité, les **Agrégateurs** assemblent la flexibilité individuelle pour former différents types des services de flexibilité de taille importante, pour ensuite y avoir accès et les échanger dans les **LFM**. Les **Agrégateurs** représentent les **DER** et les **Prosommateurs** dans le commerce de **LFM** et ils sont rémunérés par le **DSO** et les **BRP** pour la fourniture des services de flexibilité.

- **Opérateur du LFM** : Il gère le **LFM** en tant qu'entité indépendante. Un opérateur du **LFM** fournit une plate-forme de négociation flexible. Il est également responsable de la compensation du marché. La compensation du marché est le processus qui recueille les offres et les demandes de flexibilité, et détermine les résultats commerciaux (c'est-à-dire le prix et la quantité de flexibilité à négocier).

Brièvement, toutes les relations entre les participants du **LFM** peuvent être décrites de manière suivante : un **BRP** est une unité responsable du maintien de l'équilibre de l'offre-demande pour des producteurs et des consommateurs dans une période donnée. Les **BRP** et

le **DSO** sont tous deux, des acheteurs de flexibilité. Les **Agrégateurs** sont des vendeurs de flexibilité dans le **LFM**. Les **BRP** sont en concurrence avec le **DSO** pour la flexibilité offerte par les **Agrégateurs** dans le **LFM**. Toutefois, le **DSO** et les **BRP** ont besoin de la flexibilité pour différents objectifs [67]. Les **BRP** ont besoin de flexibilité pour restaurer les déséquilibres dans la partie du réseau où ils sont responsables. Ils ne s'intéressent qu'au montant de flexibilité offert. En revanche, le **DSO** offre la flexibilité pour résoudre un problème dans son réseau. Il s'intéresse à la fois au montant et à l'emplacement de la flexibilité offerte.

En bénéficiant de la flexibilité des **Agrégateurs**, les **BRP** lui transfèrent leurs responsabilités d'équilibre. Un **Agrégateur** peut également être son propre **BRP**, dans lequel il peut être responsable de ses propres déséquilibres locaux. La coordination entre les acteurs de **LFM** est cruciale pour garantir un équilibre et le succès du marché.

Annexe G. Les Services Système (SS) pour la flexibilité du réseau électrique

L'**Union Européenne (UE)** s'est engagée à réduire les émissions de **GES** dans son territoire d'au moins 40% jusqu'en 2030, avec une part prévue de 50% des **ER** d'ici 2030 [66].

Les **DER**, telles que les systèmes solaires collectifs ou individuels, les systèmes des batteries de stockage en aval des compteurs, les **VE** rechargeables et les charges commerciales et industrielles, peuvent fournir la flexibilité par les **SS** aux **DSO** grâce à des incitations fondées sur le prix, souvent appelé **RàD**. En augmentant la liquidité et la concurrence sur les **Marchés des Services Auxiliaires (MSA)**, les **DER** peuvent également contribuer à réduire les coûts d'approvisionnement des **SS**. Les **DER** peuvent être autorisées à participer de façon indépendante ou par l'intermédiaire d'**Agrégateurs** ou de détaillants, selon la conception du marché en place.

D'un autre côté, l'augmentation des volumes de production non contrôlée avec la réduction des capacités d'équilibrage énergétique menace la fiabilité du système [88]. Le principal risque est porté par les éoliennes et les installations **PV**. Le caractère de génération stochastique des éoliennes avec des flux de puissance inversés dans les **DG** entraîne des surcharges et des violations des normes de qualité de l'énergie. La génération **PV** est un peu plus stable et prévisible, mais elle est décalée du profil de la demande quotidienne. En général, l'effet de la perturbation est local, mais si la pénétration des systèmes **PV** est importante, l'impact peut être également global. Pour prendre en charge le bon fonctionnement du **DG** une grande flexibilité du **DG** est requise. Cette flexibilité peut être obtenue du **LFM** ou du **MSA**. Ils doivent relier les fournisseurs de flexibilité à ceux qui en ont besoin (le **DG** pour exemple) [324]. Cette flexibilité des **SS** est fournie par des unités de génération conventionnelle, consommation flexible, par des **Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie (BESS, Battery Energy Storage Systems)** équipées d'onduleurs électroniques de puissance, etc.

En France, au titre du code de l'énergie de la **Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)** [71], le gestionnaire de réseau de transport dispose des **SS** (réserves primaire et secondaire) et du mécanisme d'ajustement (réserves tertiaires) pour mission de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation de l'électricité et d'assurer la flexibilité nécessaire [72].

Depuis janvier 2016, l'ensemble des sites de production et de soutirage, raccordés au réseau de transport comme au **DG**, peuvent participer au **SS** via un acteur appelé le responsable de réserve (soi-disant **Agrégateur**) [73]. Ci-dessous seront décrits les **SS** destinés à la flexibilité du réseau conventionnel ainsi que son application dans le microréseau.

Annexe G.1. SS : Tension / Puissance réactive

Les services publics d'électricité visent à fournir un service aux clients à un niveau de tension spécifique aux normes françaises. Ils sont donc formatés pour une tension bien définie (comme 230 volts) [75]. Cependant, en raison des lois de Kirchhoff, l'ampleur de la tension et aussi la tension de service aux clients varieront sur la longueur d'un conducteur tel qu'une borne de distribution. Selon la loi et la pratique locale, la tension réelle de service au sein d'une bande de tolérance telle que 5% ou 10% peut être considérée comme acceptable. Afin de maintenir la tension dans la zone de tolérance avec les conditions changeantes, trois types de solutions sont possibles :

- Un changeur de prises en charge du transformateur de la sous-station, qui modifie le rapport de spires en réponse au courant de charge et donc ajuste la tension fournie à l'extrémité d'émission du départ.
- Les régulateurs de la tension, qui sont essentiellement des transformateurs avec des changeurs de prises pour régler la tension le long du départ, de manière à compenser la chute de tension sur la distance.
- Les condensateurs, qui réduisent la chute de tension le long du départ en réduisant le flux de courant de la puissance réactive aux charges le consommant [74].

La tension à un nœud du réseau peut être affectée par l'échange de puissance réactive. Elle est augmentée en alimentant la puissance réactive. D'autre part, la prise de puissance réactive réduit la tension. L'échange contrôlé de puissance réactive permet d'apporter la tension au point d'alimentation à la tension de référence spécifiée. La participation active au support de la tension est obligatoire pour toutes les grandes centrales électriques (directement connectées au réseau de transport et en exploitation), les **DG** et les clients finaux sont tenus de participer au support de la tension à un niveau semi-actif. Cependant, ils peuvent se préqualifier pour le support de la tension active [325]. La fourniture d'énergie réactive est réglementée contractuellement dans les accords d'entreprise. L'énergie réactive remplacée est rémunérée au moyen d'un tarif fixe en plus d'une redevance uniforme pour les participants. Les centrales électriques ont la possibilité de participer au support de tension. Des contrats standard spécifiques réglementent la fourniture d'une capacité d'alimentation réactive. En plus de l'énergie réactive rémunérée, une rémunération spécifique est définie par heure de démarrage et d'exploitation pour chaque centrale [326].

D'après [74], le **SS : Tension** représente l'injection ou l'absorption de puissance réactive par les unités de génération pour maintenir les tensions du système de transmission dans les plages requises. Il est distingué le réglage primaire et secondaire du **SS : Tension**.

Conformément au **Réseau de Transport d'Électricité (RTE)** [327], le **Réglage Primaire de Tension (RPT)** – c'est un dispositif de régulation permettant de faire varier localement la puissance réactive fournie par une installation raccordée au réseau en fonction d'une loi de réglage définie par le gestionnaire du réseau et visant à maintenir la tension constante en un point donné. Le **Réglage Secondaire de Tension (RST)** est un dispositif de régulation centralisé permettant d'asservir la tension du point pilote d'une zone de réglage secondaire en modifiant les consignes de tension des **Groupes de Production (GdP)** de cette zone asservis au réglage.

Les exigences d'interconnexion ou la compensation peuvent motiver les générateurs (y compris l'énergie solaire et éolienne) à fournir une puissance réactive et un contrôle de tension contrôlé par l'injection et le retrait de puissance réactive [74].

Le **SS : Puissance réactive** est un cas particulier du **SS : Tension** qui contrôle le facteur de puissance ($\cos \varphi$) dans les plages requises dans la zone de contrôle définie, comme indiqué dans la Figure 16.

Pour les systèmes de micro génération et microréseau, la puissance réactive peut être injectée dans le réseau par des onduleurs, qu'ils utilisent généralement. Si la méthode de **Contrôle Orienté de Tension (COV, Control of Voltage)** est utilisée pour contrôler l'onduleur,

la puissance réactive pour le **SS : Puissance réactive** peut être contrôlée en contrôlant le courant de l'axe q ($\cos \varphi$) [328] dans la zone de contrôle définie.

En raison de la réponse rapide du **BESS**, le microréseau peut participer au **SS : Tension**, en tant que réglage primaire ainsi que dans le **SS : Puissance réactive**. Cela maintient les tensions dans des limites acceptables et permet au système de participer en répondant à la fois aux imprévus et aux changements de la production et de la demande [329]. Ainsi, la compensation de la puissance réactive dans le réseau électrique provient de la même manière par le contrôle du facteur de puissance [330]. Cela permet de réduire les pertes d'énergie et agrandir la stabilité et durabilité de l'équipement.

Le diagramme schématique d'application de ces services est présenté dans la Figure 16. Les flux indiqués pour le **SS : Tension** et le **SS: Puissance réactive** représente la puissance réactive.

Annexe G.2. SS : Fréquence / Puissance active

L'énergie électrique ne peut pas être stockée en grandes quantités par des moyens conventionnels. Pour cette raison, à un moment donné, la quantité d'électricité produite doit correspondre précisément à la quantité utilisée. Cet équilibre garantit le fonctionnement sécurisé du réseau électrique à une fréquence constante de 50 Hz (hertz) [75]. Les fluctuations imprévues entre l'alimentation et/ou le retrait de l'énergie électrique du réseau doivent être compensées à court terme en augmentant ou en réduisant rapidement la production de centrales électriques des fournisseurs de ce qu'il est appelée la réserve de contrôle [76].

Le contrôle des fréquences est nécessaire si, dans le solde de capacité actuel d'une zone de contrôle, la somme de retrait et des capacités réelles de tous les flux s'écartent de la somme des capacités attendues. Cette déviation peut provenir du côté de la charge du réseau (par exemple, en raison d'influences météorologiques ou d'une inexactitude naturelle dans les prévisions de charge) et aussi du côté de la production (par exemple, en raison de restrictions de production ou d'arrêts ou de la production supplémentaire de centrales hydroélectriques en raison de fortes précipitations). Chaque opérateur de réseau de transport doit donc continuellement utiliser la puissance de contrôle pour compenser les variations de capacité d'équilibre dans sa zone de contrôle [74].

Techniquement, cela est réalisé par une procédure de contrôle en trois étapes (contrôle **primaire**, **secondaire** et **tertiaire**). Le contrôle **primaire** de fréquence est activé directement dans toute la zone synchrone. Pour la France, selon [331], après 20 secondes, la puissance de contrôle **secondaire** est automatiquement appelée et après plus de 15 minutes, elle est remplacée par un contrôle **tertiaire**.

Le contrôle **primaire** de fréquence rétablit l'équilibre entre la production d'énergie et la consommation dans les secondes qui ont eu lieu après la perturbation. Au cours de cette opération, la fréquence est stabilisée aux valeurs limites autorisées [328]. L'activation a lieu directement dans les centrales électriques au moyen de régulateurs de la turbine. Dans cette phase, la fréquence du réseau est surveillée et, en cas d'écart, la puissance de contrôle

primaire nécessaire est activée. Tous les opérateurs de réseaux de transport représentés dans la zone synchrone doivent satisfaire aux exigences requises.

Le contrôle **secondaire** est utilisé pour maintenir l'échange d'énergie souhaité d'une zone de contrôle avec le reste de la zone synchrone, en utilisant un support simultané et intégral pour maintenir la fréquence à 50 Hz. En cas de déséquilibre entre la production et la consommation, la puissance de contrôle secondaire dans les centrales connectées est automatiquement actionnée par le contrôleur central du réseau. Comme condition préalable, ces centrales doivent être en service, mais ne doivent pas générer la capacité nominale maximale ou minimale possible afin de répondre en tout temps aux exigences du contrôleur central de fréquence de charge. Le contrôle **secondaire** est activé après quelques secondes et est généralement terminé après 15 minutes. Si la cause de l'écart de contrôle n'est pas éliminée après 15 minutes, le contrôle **secondaire** cède la place au contrôle **tertiaire** [85].

Les réserves de contrôle **tertiaire** sont utilisées pour remplacer la réserve de contrôle secondaire afin de rétablir une bande de contrôle secondaire suffisante. La réserve de contrôle tertiaire est principalement nécessaire pour ajuster les écarts de contrôle majeurs et durables, en particulier après des pannes de production ou des changements de charge de longue durée inattendus.

Dans le **MSA** et le **LFM** pour le **SS : Fréquence**, les générateurs offrent à l'avance une bande de disponibilité de puissance. Contrairement aux marchés de l'énergie, la livraison d'énergie est incertaine jusqu'à un fonctionnement en temps réel. Cette augmentation de l'incertitude de fonctionnement nécessite des stratégies avancées de gestion de l'énergie [82].

La régulation des fréquences et la régulation de la tension visent à équilibrer la production et la consommation dans le réseau pour maintenir la fréquence ou le niveau fixé de la tension du réseau en augmentant la stabilité et la flexibilité du système [332]. Dans l'échelle de microréseau, ceci peut être assuré par la charge ou la décharge du **BESS** ou par le contrôle des **DER** jusqu'à ce que la fréquence ou la tension n'arrive pas à la valeur nominale puisque les onduleurs peuvent fournir au / absorber du réseau la puissance active et réactive. Aussi, l'avantage principal d'application du **BESS** est qu'il peut générer une relativement grande quantité de puissance, mais pour une courte durée [88]. Cet avantage peut être utilisé avec succès pour atteindre la réserve de contrôle **primaire** dans le **DG** pour le **SS : Tension** [333] de même que pour la réserve **primaire** et **secondaire** pour le **SS : Fréquence**. Cela permet dans un cas d'urgence de réduire les pénalités de déséquilibres énergétiques. Le **BESS** peut aider à contrôler la quantité de consommation d'énergie ainsi qu'aider à maintenir l'alimentation et à améliorer la stabilité du réseau dans la zone de contrôle [76], parfois très éloigné de la source centralisée de la génération.

La Figure 16 montre aussi le diagramme schématique d'application du **SS : Fréquence** ainsi que le comportement d'**État de Charge (SOC, State of charge)** du **BESS** du microréseau pendant la période considérée. Les flux pour le **SS : Fréquence** représente la puissance active.

Annexe G.3. **SS : Équilibrage de charge / Réserve tournante / Capacité de réserve**

L'équilibre en temps réel entre l'électricité produite et consommée est fondamental pour assurer une alimentation électrique sans coupure.

Le **SS : Équilibrage de charge** désigne les capacités d'équilibrage et l'énergie d'équilibrage. Le **SS : Équilibrage de charge** vise à garder le niveau de consommation de la charge dans les limites définies auparavant, pour éviter la perte de stabilité du réseau dans la zone de contrôle. Dans la Figure 17 (à gauche), la ligne verte représente la consommation prévue. Le **SS : Équilibrage de charge** ramène la consommation réelle à la consommation prévue.

Selon [74], le **SS : Capacité de réserve** est représenté par les ressources en ligne sur le contrôle de génération automatique. Elles peuvent répondre rapidement aux demandes des opérateurs du système pour des mouvements de montée et de descente, suivre les fluctuations (d'une minute à l'autre) de la charge du système et corriger les fluctuations involontaires de la sortie du générateur. En particulier, le **SS : Capacité de réserve** est un type de services d'équilibrage où la capacité de réserve est contractée et la capacité définit de puissance flexible est réservée. Cela peut être la réserve de limitation de fréquence, la réserve de restauration de fréquence et la réserve de remplacement. L'énergie d'équilibrage désigne l'énergie utilisée par le générateur pour effectuer l'équilibrage et elle est fournie par le prestataire de services d'équilibrage [334]. La Figure 17 (à droite) montre le diagramme schématique d'application et le comportement du **BESS** du microréseau pour y participer. L'établissement de balance peut être produit par la variation de génération de même que par la variation de la charge où le **BESS** de microréseau peut être utilisé pour l'équilibrage rapide de balance de puissance [335].

En raison d'une réponse rapide du **BESS**, le microréseau peut également avec succès participer dans le **SS : Équilibrage de charge / Capacité de réserve** [90].

Le **SS : Réserve tournante** est une génération en ligne, synchronisée avec le réseau, qui peut augmenter immédiatement la production en réponse à une panne majeure d'un générateur ou d'une transmission et peut atteindre sa pleine puissance en 10 minutes pour se conformer à la norme de contrôle des perturbations. C'est un cas particulier de **SS : Équilibrage de charge**.

Si l'effet du **SS : Réserve tournante** (Figure 18) ne parvient pas à équilibrer suffisamment la fréquence, une énergie d'équilibrage est utilisée pour rétablir l'équilibre. Dans certains pays, l'équilibre énergétique est obtenu via un marché (**LFM** ou **MSA**). Ceci est souvent basé sur une procédure d'enchères pour maintenir les coûts bas. Dans les pays à industrie énergétique verticalement intégrée, comme la Chine ou certaines parties des États-Unis, cette tâche est effectuée directement par le gestionnaire du réseau. L'équilibre énergétique est souvent divisé en différents produits selon la vitesse à laquelle ils doivent réagir. En Allemagne, par exemple, l'énergie d'équilibrage est divisée en trois produits : réserve de confinement de fréquence (temps de réaction : < 30 secondes), réserve de restauration de fréquence

automatique (temps de réaction : < 5 minutes) et réserve de restauration de fréquence manuelle (temps de réaction : < 15 minutes).

Le **BESS** peut fournir la quantité importante de puissance en peu de temps, il peut être utilisé avec succès dans le **SS : Réserve tournante**. Si un événement de perte de charge se produit, comme montre la Figure 18, le **BESS** peut générer une sortie aussi longtemps que possible jusqu'à la disparition de l'événement [76] jusqu'à ce que la réserve non tournante (les ressources hors ligne, mais qui sont capables d'atteindre la puissance de sortie complète dans les 10 minutes requises) est prête à fonctionner.

Annexe G.4. SS : Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande (RàD) / Amortissement des oscillations de puissance.

Auparavant, dans la plupart des systèmes électriques, la capacité de stockage d'énergie était négligeable en comparaison avec la taille du système. À tout instant la puissance dans le système (généré) doit être égale à la puissance hors du système (consommé). Étant donné que la production doit étroitement correspondre à la demande, une planification et une expédition minutieuses sont nécessaires.

Habituellement le **DSO** et le **TSO** utilisent des services dédiés à l'engagement et à la coordination des unités de production et de transport afin de maintenir la fiabilité du réseau électrique. Le **SS : Planification** fait référence à des actions avant leur apparition (comme la planification d'un générateur pour produire une certaine quantité d'énergie la semaine suivante), tandis que la répartition fait référence au contrôle en temps réel des ressources disponibles [77].

L'exemple du **SS : Planification** est présenté sur la Figure 17 (à gauche). La ligne pointillée représente la consommation prévue dans la zone de contrôle. La ligne verte représente la consommation planifiée (prévue) en tenant compte du respect de l'équilibre des moyens disponibles par le réseau dans la zone de contrôle. La différence devient l'information qui permet de faire la planification de l'opération des unités de la génération et de la consommation de la manière la plus efficace [336].

Les **SS : Effacement de la consommation / Réponse à la demande** consistent à éviter de consommer de l'électricité à certains moments du temps. La méthode permet de réduire la demande d'électricité, en cas de baisse de production ou aux heures de pointe pour écrêter les pics de la consommation [337], [338]. Les **SS : Effacement de la consommation / Réponse à la demande** sont présentés sur la Figure 17 (à gauche) et sont montrés par l'abaissement de la consommation dans des périodes différentes de temps.

Annexe G.4.1. SS : Déplacement de charge

Le **SS : Déplacement de charge** (*Load shifting*) est un cas particulier du **SS : Effacement de la consommation**. Contrairement à lui, le **SS : Déplacement de charge** réduit la consommation dans une période de temps donnée et la reporte à une période ultérieure [78].

La Figure 19 (à gauche) montre de manière schématique un exemple du moment, quand le **BESS** du microréseau absorbe (charge) la puissance dans un moment donné et après la fourniture (décharge) dans à un autre moment. Généralement, cela permet de réduire la consommation pendant les grandes demandes d'électricité et d'équilibrer la génération et la consommation [339]. Les **BESS** peuvent largement être appliqués pour les **SS : Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande (RàD) / Amortissement des oscillations de puissance / Déplacement de charge** sur l'échelle de capacité disponible.

Les **SS : Réponse à la demande / Déplacement de charge** sont considérés comme des sources très avantageuses de la flexibilité pour le secteur de bâtiments.

Annexe G.4.2. SS : Amortissement des oscillations de puissance

Selon [73], le **SS : Amortissement des oscillations de puissance** peut être fourni par une source de puissance active ou un compensateur de puissance réactive, située le long d'une longue ligne de transmission soumise à des oscillations de flux de puissance. Sur la base de mesures ou d'estimations d'oscillations dans l'amplitude de la tension du nœud, sur l'angle de tension et sur le courant de ligne ou d'autres états du réseau, le fournisseur d'amortissement modulera sa puissance active ou réactive échangée avec la ligne (Figure 19, à gauche). Le problème d'oscillation de puissance devient plus important avec pénétration des **ER** dans le réseau électrique. Pourtant, le **SS : Amortissement des oscillations de puissance** représente l'opération du **BESS** sous microcycles qui conduisent à une plus rapide dégradation de la durée de vie et des caractéristiques du **BESS** [340]. Pour assurer les compensations d'oscillations de puissance, il est plus raisonnable d'utiliser des systèmes de stockages aux **Ultracondensateurs (UC)**, ou le **Système de Stockage d'Énergie Hybride (HESS, Hybrid Energy Storage System)** dont les **BESS** avec les **UC** [79].

Les **UC** ont des densités de puissance beaucoup plus élevées et une durée de vie beaucoup plus longue, mais des densités d'énergie plus faibles que les **BESS** [341].

Annexe G.5. SS : Arbitrage énergétique

L'arbitrage est un processus d'achat et de vente d'un bien à partir de différentes plateformes, bourses ou emplacements pour tirer profit de la différence de prix.

Le **SS : Arbitrage énergétique** peut-être efficace pour les systèmes disposant des unités de stockage d'énergie. Dans le mécanisme du **SS : Arbitrage énergétique**, l'opérateur possède la possibilité réelle d'acheter (charger) de l'électricité à un moment donné, de la stocker dans le système de stockage (**BESS**) et de la vendre (décharger) ultérieurement pour exploiter la variabilité et la volatilité des prix [80]. En revanche, les prix actuels des unités de stockage et d'énergie électrique ne sont pas assez attrayants actuellement [81]. Enfin, grâce à la diminution du prix des unités de stockage futures, et l'augmentation permanente du prix de l'électricité, cela peut devenir plus attractif.

Annexe G.6. SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse

Le **SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse** (*Up and Down Capacity Regulation*) est un cas particulier de **SS : Arbitrage énergétique** et représente la capacité disponible des **BESS** du microréseau au gestionnaire de réseau (**Agrégateur**) qui peut être réservé et géré directement par lui [74]. Ce type de **SS** prévoit la compensation financière plus haute que le cas du **SS : Arbitrage énergétique**. Cela permet à l'**Agrégateur** et au **DG** d'avoir le support du réseau et la valeur de la flexibilité plus importants, et le réglage d'équilibre plus fin [82]. La rémunération du possesseur final du **BESS** prend en compte la capacité d'énergie chargée et déchargée (capacité **BESS** à la hausse et à la baisse) et aussi le fait d'être disponible pour cette **SS** [83]. La description graphique est sur la Figure 19. Plus précisément la méthodologie de la gestion du **SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse** développée au cours de cette thèse est présentée dans la section Annexe Q.

Annexe G.7. SS : Gestion du groupe

La gestion du groupe agit en fournissant et en exploitant un système électrique afin que la génération et la consommation soient en équilibre tout le temps. Cela se fait en utilisant des groupes de la génération d'électricité qui doivent être équilibrés à l'aide d'un système de planification également prévu à cet événement (**BRP** ou groupe d'équilibre et gestion des horaires). Si ce n'est pas le cas, l'énergie d'équilibrage est utilisée pour compenser, et le déséquilibre du groupe d'équilibrage respectif est facturé (gestion de la rémunération d'équilibre). Pour que cela soit possible, un groupe d'équilibre doit clairement attribuer ses points de mesure (gestion des données de mesure) [85].

Annexe G.8. SS : Capacité de démarrage autonome / Exploitation de l'île

Selon [74], le **SS : Capacité de démarrage autonome** (*black start*) est représenté par la génération, au bon endroit, capable de démarrer sans soutien du réseau, et qui a une capacité et un contrôle réels et réactifs suffisants pour être utile à la mise sous tension de pièces du système de transmission et au démarrage de générateurs supplémentaires.

Les centrales électriques à démarrage autonome assurent la restauration du réseau après des incidents majeurs (tel que black-out). Des séquences et des procédures opérationnelles spéciales sont appliquées pour coordonner la restauration de la tension au réseau. Cela nécessite un certain nombre de centrales électriques, ou sources d'énergie équipées de manière appropriée avec les installations auxiliaires nécessaires, qui se répartissent sur le réseau dans la séquence opérationnelle appropriée à la demande de l'opérateur du réseau et ce faisant, aider à restaurer le réseau. Une centrale électrique est capable de démarrer de manière autonome si elle peut passer de l'état d'arrêt à l'exploitation sans nécessiter l'injection d'électricité connectée au réseau. La centrale électrique ou le microréseau est capable de fonctionner isolément (capacité d'exploitation de l'île) si elle peut atteindre et maintenir un certain niveau de fonctionnement sans nécessiter l'activation des lignes sortantes au réseau isolé approprié **SS : Exploitation de l'île**. De même le microréseau peut participer dans le **SS : Capacité de démarrage autonome** grâce aux propres moyens du **DER** et de capacité disponible de stockage d'électrique.

Annexe H. Axes de la flexibilité en France (selon Enedis)

Désormais, **Enedis** a déjà défini trois axes principaux de flexibilité sur laquelle il est entrain de finir la conception : la flexibilité en cas d'accident, la flexibilité de programmation des travaux et la flexibilité pour reporter l'investissement. Ces conceptions seront décrites ci-dessous.

Annexe H.1. Flexibilité comme alternative aux moyens de réalimentation électrique en anticipation ou suite à un incident

Dans ce cas, les **SS** de flexibilité permettraient de mieux gérer les congestions ne justifiant pas d'investissement sur le réseau pour les cas trop faibles ou relevant de situations trop rares. Ils seraient utilisés en alternative ou en complément à des solutions usuelles (par exemple, comme les moyens mobiles de réalimentation). Ces activations se feraient sans réservation de capacité. L'utilisation de ce type de flexibilité peut correspondre : « À l'anticipation d'un événement climatique exceptionnel, type « vague de froid » ». Dans ce cas, l'identification du besoin de flexibilité ne pourra se faire qu'à $J - 4$ (4 jours avant, premières informations météorologiques fiables) ou à $J - 1$ (jour avant, activation). Suite à un incident, la flexibilité peut dans ce cas servir de levier pour aider à la réalimentation des clients une fois les manœuvres automatiques sur le réseau effectuées (< 15 minutes).

En termes de valeur, le rapport d'**Enedis** sur la « *Valorisation Économique des Smart Grids* » [70] s'est focalisé sur les avantages des **SS** de flexibilité du point de vue de la collectivité pour la gestion du public. Étant donné la faible fréquence des situations de coupure sur le réseau, les activations en un point donné du réseau seraient a priori rares. En revanche, la valeur pour la collectivité lors des activations facilitant la reprise des clients coupés pourrait varier de 0 à 20k€/MWh, en fonction du service rendu localement (délais de réalimentation et nombre de clients).

Dans ce cas, les **SS** possibles à appliquer sont : **SS : Réserve tournante / Capacité de réserve / Arbitrage énergétique / Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse / Capacité de démarrage autonome / Exploitation de l'île.**

Annexe H.2. Flexibilité pour mieux programmer les travaux

Les **SS** de flexibilité locale peuvent être utilisés en cas de travaux programmés sur le **DG** dès lors que ces derniers occasionnent une coupure qui peut être évitée. L'utilisation de la flexibilité pour éviter les coupures pour les travaux nécessite une fiabilité très élevée et probablement une durée d'activation relativement longue. En effet, si l'activation de flexibilité est anticipée pour éviter des coupures programmées, mais que cette flexibilité n'est pas disponible, les clients devront faire face à une coupure qui ne serait pas planifiée. Cette flexibilité devra donc faire l'objet de réservation de la capacité, rémunérée par une part fixe, avec des pénalités associées en cas de non-disponibilité.

La valorisation de la flexibilité dans ce cas d'usage varie entre 0 et 20k€/MWh (valorisation similaire au cas précédent), décomposée en une part fixe pour la capacité réservée et une part variable pour la couverture des coûts variables [70].

Les **SS** possibles à appliquer dans le cas de programmation sont : **SS : Équilibrage de charge / Réserve tournante / Capacité de réserve / Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande / Arbitrage énergétique / Régulation de capacité à la hausse et à la baisse.**

Annexe H.3. Flexibilité pour reporter les investissements

Tous les investissements ne peuvent pas être associés à une opportunité de la flexibilité par exemple, les enfouissements de lignes aériennes, le renouvellement des câbles d'ancienne technologie, etc. Dans certains cas, l'intégration des services rendus par la flexibilité lors de la conception des **DG** pourrait permettre de reporter d'une ou plusieurs années l'investissement correspondant. L'utilisation de la flexibilité pour reporter des investissements nécessite une tenue des engagements très élevée, puisqu'un renforcement aura été reporté. Il s'agit ici d'un transfert du risque que l'investissement vise à couvrir vers la conduite en temps réel des réseaux. Cette flexibilité devrait donc faire l'objet de réservation de capacité, rémunérée par une part fixe, avec pénalités associées en cas de non-disponibilité.

L'utilisation de la flexibilité pour décaler un investissement permettrait de dégager un gain pour la collectivité qui varie en fonction de la situation locale dans une fourchette de 0 à 24 k€/an pour chaque MW de capacité réservée [70]. La rémunération dépend non seulement des caractéristiques de la zone de congestion (transits locaux, structure du réseau, statistiques d'incidents, etc.), mais également des caractéristiques de flexibilité offertes (délai de mise en œuvre, localisation, etc.). La détermination a priori d'une valeur de la flexibilité est donc très complexe.

Les **SS** possibles à appliquer pour reporter les investissements du **DG** sont : **SS : Tension / Fréquence / La gestion du groupe / Exploitation de l'île / Équilibrage de charge / Capacité de réserve / Planification / Effacement de la consommation / Réponse à la demande / Amortissement des oscillations de puissance / Arbitrage énergétique / Régulation de capacité à la hausse et à la baisse.**

Annexe I. Options pour une autoconsommation améliorée

Pour augmenter l'ACI des systèmes PV résidentiels, il y a deux méthodes principales : le stockage de l'énergie et la gestion de la consommation. Il est possible d'utiliser ces techniques en combinaison ou séparément. La gestion des charges est incluse ci-après dans le concept plus large de la DSM.

- **Maîtrise de la Demande en Energie (DSM) pour ACI**

La DSM a plusieurs significations où le principe est d'améliorer le système énergétique du côté de la consommation [99]. Le travail actuel utilise la DSM pour déplacer la charge, ainsi que les besoins en énergie les charges résidentielles (le chauffage, la machine à laver, la ventilation, la climatisation (HVAC), etc.) des périodes de temps avec la consommation excédentaire vers des périodes de surproduction PV. Le déplacement de charge (*Load shifting*) peut être effectué manuellement (les personnes allument des dispositifs électriques quand le soleil brille) ou automatiquement, ce qui nécessite des algorithmes de contrôle et des dispositifs, et parfois aussi des prévisions météorologiques de la température ambiante et de l'irradiation solaire [342].

Il existe un certain nombre de techniques différentes pour la DSM, telles que le contrôle de charge directe, les limiteurs de charge et les compteurs et appareils intelligents [343]. La DSM peut également être combinée avec les BESS pour augmenter encore l'autoconsommation. Les mécanismes de contrôle de la DSM en utilisant le déplacement de la charge, les prévisions météorologiques et le stockage du BESS intégré, peuvent être inclus dans les onduleurs PV utilisés pour augmenter l'autoconsommation. L'onduleur pourra ensuite être relié à des compteurs intelligents d'énergie et à des appareils évolutibles.

- **Technologies de stockage**

Les techniques pour stocker l'énergie disponible sur le marché ont des performances différentes en coûts, puissance maximale, efficacité, capacité énergétique, densité d'énergie, période de stockage, temps de réponse, durée de vie dans les deux cycles et années, autodécharge et en maturité de la technologie [344]. Pour les systèmes PV résidentiels, le stockage à hydrogène, le stockage électrochimique (BESS) ou la combinaison des deux sont les plus appropriés pour la conversion de l'électricité, selon la période de stockage [100]. Les BESS ont un rendement de conversion élevé, mais aussi une autodécharge relativement élevée, selon la technologie du BESS, sur de plus longues périodes de temps [345]. Ils sont mieux adaptés pour équilibrer les fluctuations quotidiennes [346]. L'hydrogène peut être produit à partir d'électricité à l'aide d'un électrolyseur et stocké dans un réservoir à haute pression. La reconversion en électricité est faite avec une PàC. L'efficacité de conversion de l'électricité en hydrogène et à nouveau en électricité est d'environ 36%, ce qui est très inférieur à celui des BESS [347]. D'autre part le taux de décharge avec le stockage de l'hydrogène est toutefois proche de zéro [348].

L'électricité PV peut également être stockée sous forme de chaleur, par exemple un réservoir d'eau à utiliser lorsque la demande de chaleur est élevée. Le stockage de chaleur dans un réservoir d'eau régulier, c'est-à-dire avec une température modérée, n'est toutefois

pas une alternative réaliste pour la conversion et le stockage de l'électricité en raison de la faible efficacité définie par le cycle Carnot [349].

De même, le chargement et le déchargement du stockage de l'énergie entraînent toujours des pertes. Il est plus efficace d'utiliser instantanément l'électricité **PV** produit, si possible, au lieu de la stocker pour une utilisation ultérieure [101]. Vu que le stockage de l'énergie est susceptible d'être utilisé comme une méthode efficace d'augmentation de l'autoconsommation, il est important de prendre en considération cet aspect.

- **Les systèmes de stockage résidentiel**

Le stockage résidentiel fait référence à un système de **BESS** (ou **HRES**) stationnaire et il est généralement utilisé avec le système **PV**. Il y a deux configurations principales possibles du système :

- **AC couplé** : le **BESS** est connecté via un onduleur et un régulateur de charge à la liaison **AC** du système **PV**.
- **DC couplé** : le **BESS** est connecté à la liaison **DC** de l'onduleur **PV** [102].

Si le **PV** et le **BESS** sont connectés à une seule phase du côté **AC** du système électrique, l'autoconsommation sera plus faible par rapport à une connexion aux trois phases, selon la façon dont les flux d'énergie sont mesurés. Avec une connexion en une seule phase, toute l'énergie ne fournira que des charges connectées à cette phase. Avec une connexion en trois phases, l'énergie est alimentée dans chaque phase, qui la distribue à un plus grand nombre de charges et augmente potentiellement l'autoconsommation. Toutefois, si l'interaction avec le **DG** est mesurée comme la différence entre ce qui est alimenté dans et hors le système électrique comme une somme de toutes les phases, une connexion simple contre trois phases n'influence pas sur le taux d'autoconsommation [350].

Aujourd'hui, les coûts d'un système de stockage du **BESS** sont élevés - de quelques centaines jusqu'à plus de mille dollars par kilowatt-heure de capacité de stockage - ce qui est un inconvénient important. Au moins quatre aspects en plus de la capacité nominale et des coûts, devraient être pris en considération pour le dimensionnement : la limitation de la tension, la durée de vie du cycle, la durée de vie du calendrier et l'efficacité [103].

Il existe quelques technologies de **BESS** différentes disponibles sur le marché pour le stockage résidentiel de l'électricité, par exemple l'acide plomb, le **Li-ion**, le **Sodium-Sulfure (NaS)**, **Nickel-Cadmium (NiCd)** et **Nickel Métal Hydride (NiMH)** [94]. Parmi ceux-ci, l'acide plomb est la technique de stockage la plus mature, mais les batteries **Li-ion** ont le plus grand potentiel de développement et d'optimisation futurs en raison de l'efficacité de stockage élevée ainsi que la densité énergétique élevée. Le coût des batteries **Li-ion** est cependant élevé et les batteries au plomb-acide pourraient avoir un impact négatif sur l'environnement [351].

L'autre tendance est de réutiliser les batteries de plus et plus nombreuses des **VE**. L'industrie automobile nécessite des batteries à haute densité énergétique. Il existe un potentiel d'utilisation de batteries usagées pour le stockage de l'énergie résidentielle puisque la densité d'énergie est moins importante que pour les applications de transport [352].

La taille du **BESS** est importante non seulement en raison de la capacité de stockage, mais aussi en raison du stress croissant du système avec un **BESS** plus petit réduisant sa durée de vie. Un **BESS** plus grand réduira sa profondeur de décharge des cycles, ce qui augmentera la durée de vie du cycle, même si l'effet de la décharge profonde diffère entre les technologies du **BESS** [353]. Avec une limitation de la profondeur de la décharge, la capacité réelle du **BESS** doit être surdimensionnée par rapport à la capacité utilisable, ce qui entraîne des coûts d'investissement plus élevés.

Bien que les **BESS** soient les mieux adaptées au stockage à court terme en raison d'un taux relativement élevé d'autodécharge, les périodes de stockage plus longues nécessitent d'autres techniques de stockage telles que le stockage de l'hydrogène [347]. Un autre avantage du stockage de l'hydrogène est les composants individuellement évolutifs, c'est-à-dire l'électrolyseur, le réservoir de stockage et la **PàC**, contrairement à un **BESS** où il existe souvent une relation entre la puissance nominale et l'énergie stockée.

L'énergie **PV** peut également être convertie en chaleur, par exemple par chauffage direct ou avec une **PàCh**, et est stockée dans un réservoir d'eau chaude. Cela pourrait être une bonne alternative si la maison a une forte demande de chauffage et un système de chauffage à base d'eau combiné avec un réservoir d'eau chaude. Dans les régions plus froides aux hautes latitudes, la majeure partie de la demande de chaleur annuelle se produit en hiver lorsque l'irradiation solaire est faible et vice versa.

Annexe J. ACI améliorée

La relation normalisée entre la capacité du **BESS** par la puissance **PV** nominale, et l'augmentation de l'autoconsommation n'est pas linéaire, mais a une tendance clairement distinguable avec la croissance de l'autoconsommation. Les conditions, telles que la consommation et son modèle, la zone climatique et l'autoconsommation initiale, ont très certainement une influence sur les résultats.

Pour les systèmes avec la génération **PV** et l'utilisation de la **DSM**, les résultats divergent également de manière significative et varient entre une augmentation de 2% à 15% de l'**ACI** [95].

Un autre facteur affectant l'**ACI** est le choix de la stratégie de contrôle pour les **BESS** et la **DSM**. La forte prévalence est obtenue par la stratégie de gestion de stockage la plus simple, autrement dit, « *Basique* », pour un système de **BESS** avec la génération **PV**. Elle assure que le **BESS** soit chargé quand il y a un surplus de générations **PV** et déchargé quand il y a un déficit d'énergie. Cela optimise l'**ACI**, mais il peut y avoir d'autres aspects de son augmentation. Si le stockage doit être utilisé pour le rasage de pointe d'injection **PV**, c'est-à-dire réduire le surplus de pointes de puissance **PV** injectée dans le réseau, cette alternative n'est pas optimale lorsque la génération quotidienne **PV** est supérieure à la capacité de stockage. Des pics d'injection plus faibles pourraient diminuer le stress sur le réseau, surtout si plusieurs ménages équipés de systèmes **PV** sont raccordés au même **DG**. Au lieu de cela, une gestion de stockage optimisée pour le rasage de pointe (décrit dans 2.3.4) pourrait être utilisée [104]. De cette façon, le modèle de la consommation pourrait être optimisé pour minimiser l'interaction avec le réseau. La même gestion du **BESS** pourrait être utilisée lorsqu'il y a une consommation excédentaire de la génération **PV**, bien que la consommation puisse être plus difficile à prévoir automatiquement. Ceci est également valable pour la **DSM**, où la consommation flexible doit être distribuée pendant des périodes avec une génération **PV** excédentaire. Certaines charges résidentielles ne sont pas parfaitement contrôlables (par exemple une machine à laver avec un programme prédéfini) pour correspondre aux périodes avec une génération excédentaire **PV**. Cela rend plus difficile d'égaliser l'interaction du réseau avec la **DSM** qu'avec le **BESS**. Si le **BESS** est chargé directement à partir du réseau, par exemple dans la nuit (arbitrage énergétique décrit dans 2.3.5), il peut être utilisé pour lisser davantage la consommation et de même, abaisser les pics. Avec de fortes fluctuations du prix de l'électricité au cours de la journée, cette gestion du stockage pourrait être rentable.

Le climat local pourrait avoir un impact significatif sur le taux d'autoconsommation, surtout si la maison résidentielle dispose d'un chauffage électrique, d'un refroidissement ou d'une ventilation. Dans les régions plus froides, une **PàCh** peut être utilisée pour stocker la chaleur dans un réservoir d'eau pour le chauffage et l'**ECS**. Cependant, la demande de chaleur est plus élevée en hiver alors que l'irradiation solaire culmine en été. Cela diminue ainsi l'autoconsommation. Dans les régions les plus chaudes où la demande de refroidissement est en corrélation avec le modèle d'irradiation quotidien, l'autoconsommation peut être augmentée si la climatisation est utilisée.

Annexe K. Tarification et les principes de calcul de TURPE et TURPE ACC

Les tarifs réglementés de l'électricité couvrent les coûts d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les coûts de fourniture (coûts de production, d'approvisionnement, et de gestion commerciale) avec des taxes et des contributions.

Selon la CRE, la composition des tarifs réglementés de vente d'électricité (sur la base du **Tarifs Réglementés de Vente (TRV)** résidentiel moyen au 1er juin 2019) est présentée sur la Figure 102.

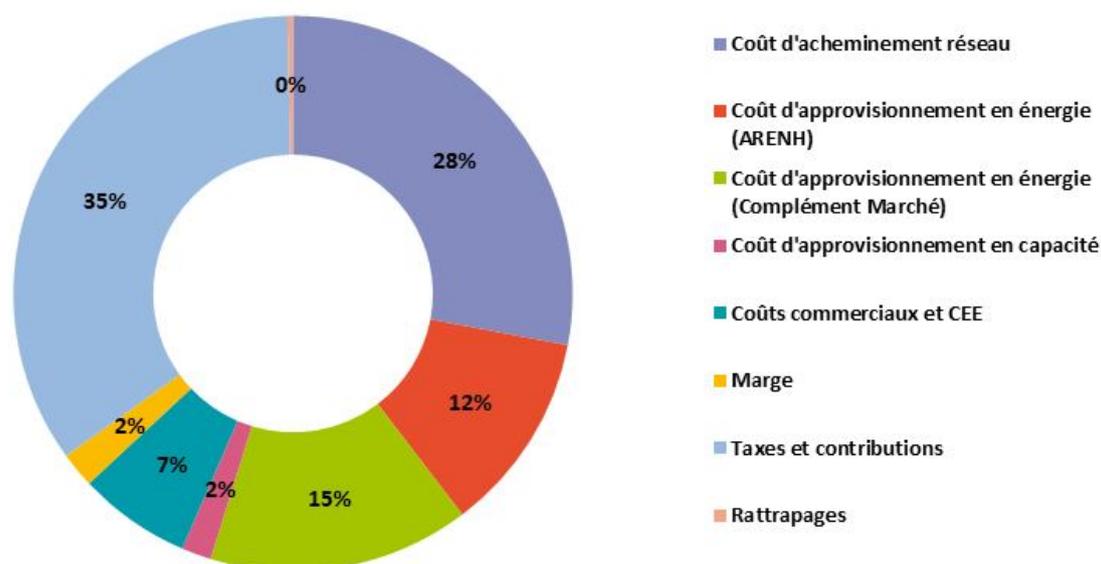


Figure 102 : La composition des tarifs réglementés de vente d'électricité (sur la base du **TRV** résidentiel moyen au 1er juin 2019) (source [354]).

Le « *coût d'acheminement réseau* » de cette figure est représenté par le **TURPE** et est égal à 28%. Il est calculé à partir de 9 différentes composantes indiquées ci-dessous :

- Composante annuelle de gestion (dépend du type de contrat).
- Composante annuelle de comptage (dépend de la tension, de la puissance, et de la propriété du compteur).
- Composante annuelle des soutirages (dépend de l'énergie utilisée, des plages horaires et des options tarifaires).
- Composante mensuelle des Dépassements de Puissance Souscrite (9.65 multiplié par la durée de dépassement en heures).
- Composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours (CACS) (sites disposant une alimentation de secours).
- Composante de regroupement (**HTA**, regroupement tarifaire de plusieurs points de connexion).
- Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés.

- Composante annuelle de l'énergie réactive (l'énergie active injectée sur le réseau, ne s'applique pas aux raccordements **HTA** et **BT**).

Pour les consommations ≤ 36 kVA, le **TURPE** est calculé seulement sur les trois premières composantes.

Le **TURPE ACC** (**TURPE** optionnel) s'applique donc pour les opérations d'autoconsommation collective et est décrit en [130]. Dans le cadre de **ACC**, la **CRE** distingue les flux autoproduits (autoconsommés) et les flux alloproduits (soutirés du réseau). La composante de soutirage variable appliqué aux flux autoproduits est en moyenne 30% moins élevée que le **TURPE** d'un consommateur classique (**TURPE** version 5). Le **TURPE ACC** prévoit un tarif un peu moindre pour les électrons solaires partagés ainsi qu'un tarif majoré (alloproduit) de l'ordre de 15% pour les kilowatt-heures consommés par l'autoconsommateur auprès de son fournisseur habituel d'électricité, en complément des électrons solaires.

Selon **CRE**, le nouveau **TURPE ACC** convient au 85% des **ACC**. Les inconvénients sont que le **CRE** aussi considère que toute l'électricité en autoconsommation passe par le **DG** et en assume alors les coûts. Aussi la **ACC** entre voisins est considérée comme de la vente d'électricité. Cela amène les taxes et contributions relatives à la vente au producteur et au consommateur d'énergie.

Les imperfections de **TURPE ACC** devront être éliminées dans la nouvelle version de **TURPE 6** prévu pour 2022.

La facture d'un consommateur d'électricité se décompose classiquement en

- Une partie d'abonnement (€/kVA puissance souscrite)
- Une partie variable (€/kWh)

Chacune de ces deux parties intègre des composantes correspondant (à peu près pour 1/3 chacune) :

- à la fourniture et à la commercialisation de l'énergie
- aux taxes (locales et **Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)**)
- au coût d'acheminement sur le réseau électrique (**TURPE**), celui-ci pouvant intégrer une décomposition selon des plages horo-saisonnières.

Dans un dispositif d'**ACC**, chaque consommateur a deux contrats :

- Contrat avec le producteur local.
- Contrat avec un fournisseur externe pour l'appoint (**DG**).

Chacun de ces deux contrats peut revêtir la même forme qu'un contrat « *classique* » décrit ci-dessus, à savoir comprendre une partie fixe et une partie variable. Le producteur local doit donc déterminer le meilleur montant pour chacune de ces composantes afin d'équilibrer son opération.

Annexe L. Les avantages et défis politiques et économiques de l'autoconsommation

Annexe L.1. Les avantages

- **Permettre une transition de régimes de soutien aux ER (tarifs d'alimentation, quotas) à une intégration par les forces du marché**

Dans la plupart des États membres de l'UE, des mesures politiques sont en place pour soutenir l'utilisation des ER sur le marché. Cela parce que la génération PV ne sera guère en mesure de concurrencer les prix de gros de l'électricité à court et moyen terme. Dans l'UE, l'autoconsommation est déjà en concurrence avec les prix de détail de l'électricité pour certains pays. Quand la parité entre les prix de détail et les coûts de production PV est atteinte (ou presque), cette baisse des coûts du PV permet aux propriétaires de bénéficier de l'épargne par rapport aux prix de détail plutôt élevés (cas d'Allemagne et de la Belgique). Dans ce cas, l'état n'a plus besoin soutenir l'autoconsommation par des **Tarifs de Rachat (FIT, Feed-in Tariff)**, des primes à court et moyen terme et autres moyens financiers.

- **Nouvelles ressources financières pour les sources d'ER**

L'autoconsommation peut augmenter l'efficacité d'utilisation de l'énergie et la sensibilité des consommateurs à consommation d'énergie. En prenant en compte leur consommation et leur génération d'ER, les consommateurs sont encouragés à adapter ses habitudes de consommation d'énergie. De même, la transition de la production d'électricité conventionnelle à un système d'ER orienté (le processus de transition énergétique décrit dans l'Annexe B) nécessite des investissements assez importants dans les ER à petite échelle et les solutions techniques adaptées pour faciliter l'autoconsommation. Les citoyens et les entreprises commerciales peuvent aussi éviter des factures de l'électricité élevées.

- **Coûts de la production d'électricité et relief des réseaux**

L'autoconsommation d'ER peut réduire la demande sur le DG par la génération d'ER. L'exploitation des ER provoque des pics élevés dans la génération pendant les périodes des heures d'ensoleillement intense, vitesses de vent très élevées et une faible consommation résiduelle. De nombreuses études démontrent que l'autoconsommation avec la RàD et des mesures de stockage peuvent réduire les coûts supplémentaires d'intégration du PV (liés aux niveaux de pénétration élevés) d'une moyenne d'environ 20% [355]. Il est estimé que les coûts d'intégration d'ER diminueraient, passant d'une moyenne de 2,6 c€/kWh (sans RàD et stockage) à 2,15 c€/kWh avec ces mesures en place en tenant de compte de l'extension du réseau au niveau de la distribution et de la transmission.

Cependant, les coûts d'intégration supplémentaires du PV varient d'un pays à l'autre, étant plus faibles dans le sud de l'UE en raison d'une meilleure correspondance de la demande et des profils de génération PV (conformité de la demande électrique liée au conditionnement d'air et de la génération PV).

Annexe L.2. Les défis

- **Solutions technologiques et limitations socio-économiques**

Le principal défi de l'autoconsommation, en particulier avec la génération **PV**, est l'écart des profils de la production de l'électricité et de la demande. La production **PV** suit tout le temps le déplacement du soleil. D'autre part, les pics de la demande sont particulièrement élevés le matin et le soir pendant que l'alimentation en énergie **PV** est faible. Le potentiel de l'autoconsommation résidentielle dépend de la taille de l'installation et des facteurs individuels, si des mesures technologiques supplémentaires ne sont pas prises en compte [95].

L'augmentation de l'autoconsommation par changement de comportement permet d'exploiter son potentiel uniquement partiellement. Il n'est pas clair comment les **Prosommateurs** s'adapteront en absence de fortes incitations (financières) pour le faire au rythme de la production **PV**. L'intégration du système d'autoconsommation simple (sans aucune amélioration technique) est facile. La consommation reste immuable et est alimentée par la génération **PV** avec l'énergie du **DG**. Cependant, l'absence de changements dans la consommation résiduelle signifie que les avantages potentiels complets de l'autoconsommation ne sont pas libérés (par exemple la réduction des coûts d'intégration de **PV**). Pour exploiter ces avantages au niveau du **DG** et du réseau de transmission, des mesures techniques d'adaptation sont nécessaires. La **RàD** et le stockage d'énergie (comme **BESS**) peuvent absorber l'excès d'énergie dans les profils de la génération **PV** et de la demande d'électricité. En conséquence, ces actions élèvent de taux de l'autoconsommation.

- **Problèmes d'intégration de stockage de l'électricité au réseau**

Maximiser l'autoconsommation par le déplacement de la consommation via le **BESS** n'amène pas nécessairement d'avantages pour le système électrique en cas d'augmentation des capacités du **DER**. De simples stratégies de la consommation directe peuvent provoquer des pics de production imprévisibles des **DER** au moment où les **BESS** de différents sites sont entièrement chargés et la surproduction est brusquement injectée dans le réseau.

Le taux d'autoconsommation peut être augmenté et l'impact des **DER** sur les **DG** peut diminuer en parallèle en utilisant des algorithmes de charge du **BESS** développé. Le chargement linéaire différé, par exemple, est basé sur le pré-réglage d'un état de charge maximale augmentant linéairement au cours de la journée. Dans ce cas, toute l'électricité générée n'est pas utilisée pour charger le **BESS**, mais une partie est utilisée soit pour l'autoconsommation, soit pour être injectée dans le réseau. Cela réduit les pics de production de la **DER** [356]. Ces modes de charge optimisés pour le réseau peuvent contribuer à améliorer la qualité de l'énergie locale et à reporter les investissements dans la mise à jour du réseau de transport et de distribution en cas de la forte pénétration locale des **DER**.

- **Stockage d'électricité pour l'autoconsommation : problèmes financiers**

Sachant que les consommateurs doivent investir dans les capacités de stockage et les mesures de la **RàD**, l'abordabilité et la rentabilité des solutions de stockage constituent un défi majeur pour les taux d'autoconsommation plus élevés.

Les moyens de stockage les plus répandues sont des batteries **Lithium-ion (Li-ion)** avec différentes combinaisons d'électrodes (**Phosphate de Fer au Lithium - LFP, Oxyde de Cobalt de Manganèse au Lithium - NMC**, etc.) [357], les batteries acides au plomb, les batteries redox-flux et les batteries à haute température [358]. Les technologies principales des batteries existantes demeurent des défis cycliques et calendaires, la sécurité et les préoccupations environnementales. Le problème principal de la plupart des technologies disponibles est le coût initial élevé conduisant au long temps d'amortissement. L'absence de modèles d'affaires peut être considérée comme l'obstacle économique principal de la diffusion ultérieure du stockage des **BESS** [359].

Cet effet peut être montré plus précisément pendant l'examen du **Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE, Levelized Cost of Energy)**. C'est le coût de production d'électricité, y compris le coût initial en capital, les tarifs d'actualisation, l'exploitation et le coût d'entretien. Par exemple, un système **PV** typique de toit résidentiel en Allemagne a un **LCOE** de 9 à 12 c€/kWh (sans stockage) [360]. En combinaison avec les systèmes de batteries à l'acide de plomb, cela peut conduire à une gamme de **LCOE** totale de 22 à plus de 44 c€/kWh, et avec les systèmes de batterie Li-fer-phosphate de 23 à 47 c€/kWh [361].

Dans ce cas il est difficile d'atteindre la parité avec le **DG**. En revanche, les nouveaux développements dans la chimie des **BESS** et les économies d'échelle entraînées par le développement de **VE** peuvent aider à surmonter certains obstacles par l'utilisation de matériaux plus efficaces et des stratégies de production plus performante. Les prévisions du marché des différentes technologies **Li-ion** batteries montre que, par exemple, le prix des cellules pourrait chuter de 150 €/kWh actuel en 2020, à 100 €/kWh et encore moins en 2030 [362]. De nos jours, les systèmes complets de **BESS Li-ion** comprenant les onduleurs, le système de gestion du **BESS**, l'enceinte protectrice et d'autres composants ont une bande de coûts élevés de 870-3200 h/kWh [107]. Il est attendu que le coût total du système diminue également et parallèlement à la hausse du prix au détail de l'électricité et à la baisse des prix de l'autoconsommation **PV**. Ces mesures rendent l'autoconsommation par **PV** en combinaison avec des **BESS** plus compétitives à l'avenir.

Annexe M. Composants du microréseau

Dans une architecture de microréseau de base qui est présentée sur la Figure 22, le système électrique est supposé être radial avec plusieurs départs et une collection de consommation. Le système radial est connecté au **DG** via un dispositif de séparation comme **PCC**, généralement un interrupteur statique. Complémentairement, chaque départ possède un **Commutateur d'Interconnexion (CI)** et un contrôleur de flux de puissance. Généralement, le microréseau comprend un réseau **BT**, de la consommation (dont certaine ininterrompible, « sensibles »), des **DER** contrôlable et non contrôlable, des dispositifs de stockage et un système de gestion et de contrôle d'**EMS** de type hiérarchique soutenu par une infrastructure de communication utilisée pour surveiller et contrôler les **DER** et la consommation.

À un deuxième niveau de contrôle, les contrôleurs de consommateurs et les contrôleurs des **DER** échangent des informations avec l'**EMS**. L'**EMS** gère le fonctionnement du microréseau en fournissant des consignes aux contrôleurs des unités de stockage ainsi aux contrôleurs de **DER** contrôlables.

Annexe M.1. Ressources énergétiques distribuées (DER)

Les **DER** sont de petites unités (en France moins que 250 kVA pour le réseau **BT** dotés d'interfaces électroniques de puissance [36]) et ils ont un intérêt particulier pour les microréseaux. Ces sources, notamment les microturbines, les éoliennes, les panneaux **PV** et les **PàC**, sont placées sur les sites des clients ou situées dans une zone à proximité du microréseau. Ils sont relativement peu coûteux, mais la valeur de la génération est très faible comparé à la capacité du **DG**.

Comme décrit précédemment, la pénétration profonde des **DER** en dehors des avantages amène de grands problèmes de gestion de systèmes électriques grâce à sa partie intermittente (**PV** et éoliens). Pour compenser ces problèmes, le **DG** a besoin de flexibilité supplémentaire comme jamais auparavant.

Annexe M.1.1. Microturbines

Les microturbines sont des dispositifs mécaniques simples à arbre unique constitués d'un générateur qui est une machine à aimant permanent fonctionnant à vitesse variable, généralement avec une plage de 50 000 à 100 000 tr/min. Le système de génération à vitesse variable est interfacé avec le système électrique par le biais de l'électronique de puissance. Les microturbines sont flexibles entre 1 et 100 pour cent du côté de la plage de variation de puissance. Aussi, ils peuvent fonctionner avec différents combustibles tels que le gaz naturel et l'essence. Possédant une bonne fiabilité, ils sont également commercialement abordables économiquement [152]. Actuellement, grâce au développement des installations de biométhanisation, les microturbines à gaz sont considérées comme une bonne source contrôlable d'**ER** [363]. Comme décrit dans la section Chapitre 2, la chaleur dégagée après génération d'électricité peut être utilisée pour fournir de l'énergie en forme de chaleur

(**cogénération**) et également pour le froid (**Trigeneration**) [364]. Tout cela rend très attractives les microturbines comme source d'énergie parmi les sources existantes.

Annexe M.1.2. Piles à combustible.

Les **DER** comprennent des sources d'**ER** telles que l'énergie solaire, éolienne et hydraulique. Les mini-générateurs hydrauliques, les éoliennes et les panneaux **PV** sont situés géographiquement dans un microréseau. L'énergie de ces sources renouvelables est exploitée et convertie en électricité. Le seul défaut de ces sources est leur caractère intermittent.

Les **PàC** ne sont pas conventionnelles et produisent de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène. Ils libèrent de la vapeur d'eau et ont de faibles émissions nocives. De plus, ils offrent une efficacité supérieure par rapport aux microturbines. Cependant, les **PàC** sont actuellement peu économiques et assez chères par rapport à d'autres sources d'**ER**. Du point de vue environnemental, les sources renouvelables et les **PàC** sont bien adaptées à la production distribuée à la place de leurs homologues conventionnels, y compris les moteurs à combustion. Plus précisément ils sont décrits dans [328].

Annexe M.2. Équipement de stockage

Le stockage de l'énergie est un facteur essentiel pour légitimer les ressources énergétiques renouvelables en tant que contributeur fiable aux principales sources d'énergie et pour assurer le bon fonctionnement d'un microréseau. En raison des grandes constantes de temps (de 10 à 200 s) des réponses de certaines microsources, telles que les **PàC** et les microturbines, les dispositifs de stockage doivent être en mesure de fournir la quantité d'énergie requise pour équilibrer le système s'il ya des perturbations et/ou des changements de charge importants [136].

Ces appareils agissent comme des sources de tension contrôlables (**DC** ou **AC** en fonction de type de microréseau) pour faire face à des changements soudains du système électrique, comme dans des situations de suivi de charge. En dépit de leur fonction de sources de tension, ces appareils présentent des limitations physiques et donc une capacité de stockage d'énergie finie.

Le stockage nécessaire dans le microréseau peut prendre plusieurs formes : batteries ou supercondensateurs directement sur le bus de chaque **DER**, par connexion directe des dispositifs de stockage **AC** (batteries, volant d'inertie, etc.) ou l'utilisation de la génération traditionnelle à inertie avec la **DER** [365].

Les exigences générales des systèmes de stockage d'énergie dans un microréseau sont les suivantes :

- Équilibrer la demande de puissance entre la production et la consommation. C'est la première priorité pour les dispositifs de stockage d'énergie (car les sources sont intermittentes et les perturbations transitoires manquent d'inertie).
- Maximiser le stockage pendant les heures creuses et être capable d'alimenter toutes les charges en cas de besoin (**arbitrage énergétique**).

- Éliminer les parties chargées du microréseau qui permettent de répondre aux demandes imprévues et soudaines.
- Assurer les conditions transitoires fluides du mode de fonctionnement connecté au réseau, au fonctionnement à mode non connecté.
- Prendre en compte les pics minute-heure dans la courbe de demande journalière.

Annexe M.3. Consommation

La consommation du microréseau est représentée par la consommation sensible et non sensible.

Les départs de charges sensibles contiennent des charges qui doivent toujours être alimentées en mode **Alimentation Sans Interruption (UPS, Uninterruptible Power Supply)**. Dans le cas du système avec des départs multiples, chaque départ doit avoir au moins un **DER** évalué ou un système de stockage pour satisfaire l'alimentation de ce type de consommation sensible en cas d'accident pour une période déterminée.

La consommation non sensible représente les charges qui peuvent être arrêtées en cas de perturbation ou de problème de qualité de l'alimentation sur le **DG**, en cas d'insuffisance de moyen de puissance pour alimenter la consommation sensible. Dans ce cas, la consommation non sensible sera désactivée à traverser les problèmes de perturbation ou de qualité de l'énergie du **DG**. En cas de problèmes avec l'alimentation intérieure du microréseau, les zones problématiques peuvent être sectionnées en utilisant des interrupteurs statiques qui peuvent isoler les charges sensibles du réseau électrique afin de minimiser les perturbations.

Annexe M.4. Système de gestion de l'énergie (EMS)

L'**EMS** joue un rôle crucial pour l'utilisation efficace des diverses sources d'énergie réparties et pour répondre aux exigences de la consommation. L'**EMS** est un système d'outils assistés par outil de calcul utilisé par les opérateurs de réseaux électriques pour surveiller, contrôler et optimiser les performances du système de production. L'**EMS** est un système basé sur la surveillance et la prévision de la production et de la consommation d'énergie réelles. Il joue un rôle vital dans les microréseaux en raison de la présence de sources d'énergie intermittentes, d'une grande quantité d'équipements à surveiller instantanément et de la nécessité de trouver l'équilibre opérationnel pour la globalité du système [366].

Voici les caractéristiques principales de l'**EMS** du microréseau [367]. Il doit assurer les quantités d'énergie nécessaires à chaque instant par les moyens des **DER** et du stockage. Ensuite, il doit assurer la conformité du microréseau aux contrats d'exploitation avec le **DG** en mode connecté au réseau, aussi, il doit assurer les normes établies de la qualité d'alimentation des consommateurs en mode hors réseau. L'**EMS** doit minimiser les émissions et/ou les pertes du système, maximiser l'efficacité opérationnelle des **DER**, du stockage et des flux d'énergie de manière générale.

Annexe N. Défis liés aux microréseaux

Les microréseaux deviennent un ingrédient majeur dans la mise en œuvre des réseaux électriques modernes. Cependant, comme c'est le cas avec la plupart des nouvelles technologies, il y a plusieurs défis importants à surmonter pour obtenir les avantages escomptés. Les principaux défis auxquels le microréseau est confronté sont les suivants :

- **Autonomie** : Un microréseau se compose de production d'électricité, de stockage d'énergie et de charges électriques. Il doit pouvoir fonctionner de manière autonome en mode connecté au réseau et hors réseau [368]. En mode connecté au réseau, un microréseau devrait optimiser indépendamment sa propre production et consommation d'électricité tout en tenant compte de l'économie du réseau, comme l'achat ou les décisions de vente (qu'il soit plus avantageux de vendre ou d'acheter de l'électricité vers / depuis le réseau principal). En mode hors réseau, le microréseau doit équilibrer la production d'électricité et la consommation en tenant compte de la qualité d'alimentation. Dans les deux modes, le microréseau devrait réduire les émissions de **GES** en maximisant la consommation d'**ER** et en minimisant la production fossile. Le dimensionnement de la taille des unités de la production d'**ER** et de stockage d'énergie pour un microréseau donné représente toujours un compromis difficile entre la fonctionnalité et le coût [369], [370]. Pour la détermination de l'autonomie énergétique, des contraintes supplémentaires doivent être définies [371]. Celles-ci concernent la **Degré d'Autosuffisance (DAs)** et le **Taux d'Autoconsommation d'électricité (TAé)**. Ces indicateurs sont liés avec les indicateurs « autosuffisance » et « autoconsommation », présentés dans (1) et (2), et ils doivent être déterminés pour totalité de l'année.

Selon [372], la degré d'autosuffisance pour une période de temps T est présenté dans (61).

$$DAs = \frac{\sum_{t=1}^T ASF^t}{T} \quad (61)$$

Le **TAé** dans le même contexte est en (62).

$$TAé = \frac{\sum_{t=1}^T ACS^t}{T} \quad (62)$$

Par conséquent, le **Degré d'Autonomie électrique (DAé)** est défini comme le rapport entre le degré d'autosuffisance et le taux d'autoconsommation comme est présente sur (63).

$$DEé = \frac{TAé}{DAs} \quad (63)$$

- **Intégration des sources d'ER** : Malgré leur contribution positive à l'environnement, l'intégration des sources d'**ER** est confrontée à plusieurs défis [49]. Principalement ce sont des contraintes de fonctionnement. Les sources d'**ER** peuvent être représentées par une alimentation électrique variable liée à leur dépendance climatique et ils sont moins prévisibles que les sources d'énergie non renouvelables.

- **Compatibilité** : Un microréseau doit être totalement compatible avec les réseaux existants, en soutenant leur croissance de manière économique et respectueuse de l'environnement.

- **Évolutivité** : Un microréseau peut se développer grâce à l'installation de sources d'énergie, des systèmes de stockage et de charges électriques supplémentaires. Une telle

extension devrait se faire facilement sans avoir besoin d'une nouvelle configuration du microréseau et de manière parallèle et modulaire, afin d'atteindre des niveaux de génération et de consommation plus élevés [373].

- **Sécurité :** Un microréseau peut faire face à des centaines de perturbations chaque jour, non seulement causées par des incidents naturels tels que les jours de pluie et l'éclairage, mais également par des incidents non naturels tels que les attaques terroristes et les erreurs humaines. Ainsi, une passerelle microréseau devrait répondre aux exigences de sécurité lui permettant de réagir de manière appropriée aux perturbations à venir sans interruption de l'alimentation [374].

Annexe O. Avantages opérationnels / techniques d'un microréseau

Un microréseau peut probablement améliorer les performances techniques du **DG** principalement dans les aspects suivants :

- **Qualité de l'énergie** : le terme « *qualité de l'énergie* » fait référence à la qualité de la tension dans une certaine zone, qui dépend essentiellement de l'infrastructure de transmission et de distribution du réseau dans cette zone. Le **DG** d'aujourd'hui souffre d'une faible qualité d'énergie causée par le manque d'investissements dans le réseau, ce qui entraîne un déséquilibre ou fluctuation de tension, une variation de la fréquence d'alimentation, etc. L'importance du microréseau est qu'il peut renforcer le réseau localement en contrôlant l'équilibre de la consommation / production dans la zone donnée. Complémentairement, le microréseau peut se déconnecter du réseau principal en cas de problèmes de qualité de l'alimentation et peut assurer une alimentation électrique normale. En fonction de la charge électrique installée dans le microréseau, les besoins de la qualité d'alimentation peuvent différer à son intérieur. Par exemple, dans des locaux très critiques (les hôpitaux, les bases militaires, etc.), une haute qualité de puissance est nécessaire.

- **Pertes de transport et de distribution** : l'énergie produite par le **DG** principal passe par un réseau complexe composé d'un grand nombre de câbles, de transformateurs et d'autres équipements avant d'atteindre sa destination finale (consommateur). Par conséquent, un certain pourcentage de puissance générée est perdu dans le réseau. L'Agence Internationale de l'Énergie estime que les pertes de transport et de distribution d'électricité représentent en moyenne 8,163% de l'électricité qui a été transportée et distribuée chaque année dans le monde [375]. Un microréseau peut réduire considérablement ces en satisfaisant les besoins internes en électricité. Cela peut être atteint en utilisant sa propre production d'électricité à proximité des consommateurs sans avoir besoin d'importer de l'électricité du réseau principal et de le transporter avec des pertes à longue distance.

- **Fiabilité**: selon [376], le terme « fiabilité » fait référence à la capacité du réseau à répondre aux besoins en énergie, même en cas de perturbations soudaines. Il représente la capacité d'un réseau à faire face à des perturbations inattendues ou à des pertes imprévues dans les composants du réseau, en assurant un service adéquat presque continu, avec peu de ruptures sur une longue période. Sachant que le réseau principal fait face à des centaines de perturbations chaque jour, principalement causé par des incidents naturels (par exemple, jours de pluie, éclairage, foudres, tempêtes de neige renversant des arbres sur les lignes de transmission, etc.), un réseau doit avoir un certain « *matelas* » de fiabilité pour éviter des coupures de courant importantes. Un microréseau est une solution fiable parfaite en raison de sa capacité à se déconnecter automatiquement du réseau principal en cas d'accident.

Annexe P. Prix d'électricité pour les consommateurs résidentiels (<36kVA) tarif Bleu d'EDF (Base / Heures Creuses) selon Enedis

Tableau 20 : Prix d'électricité pour les consommateurs résidentiels (<36kVA) (TTC, source [377])

Puissance souscrite (kVA)	Option Base		Option Heures Pleines - Heures Creuses		
	Abonnement (/an)	Prix du kWh	Abonnement annuel	Prix du kWh heures pleines	Prix du kWh heures creuses
3 kVA	99,12 €	0,1546 €	--		
6 kVA	121,20 €	0,1546 €	133,20 €	0,1781 €	0,1337 €
9 kVA	143,64 €	0,1587 €	163,44 €	0,1781 €	0,1337 €
12 kVA	166,20 €	0,1587 €	192,00 €	0,1781 €	0,1337 €
15 kVA	187,44 €	0,1587 €	218,76 €	0,1781 €	0,1337 €
18 kVA	210,72 €	0,1587 €	243,60 €	0,1781 €	0,1337 €
24 kVA	262,08 €	0,1587 €	299,64 €	0,1781 €	0,1337 €
30 kVA	310,80 €	0,1587 €	327,84 €	0,1781 €	0,1337 €
36 kVA	355,92 €	0,1587 €	372,00 €	0,1781 €	0,1337 €

Annexe Q. La stratégie développée pour le SS : Régulation de capacité à la hausse et à la baisse

Les recommandations réglementaires de la Commission européenne pour le déploiement des réseaux intelligents (EG3) indiquent l'importance croissante du rôle de la flexibilité du côté de la demande et en particulier de la flexibilité de la régulation à la hausse et à la baisse [378]. En réalité, la plupart des pays de l'UE comme l'Italie, le Danemark, l'Allemagne, la France, etc. s'efforcent d'améliorer son déploiement et les mécanismes d'ajustement financier associés pour respecter le règlement (UE) 2019/943 qui considère le marché intérieur européen de l'électricité [379, p. 943].

Dans le contexte de l'UE, la flexibilité de la régulation à la hausse représente une augmentation de la production ou une diminution de la consommation [74]. Au contraire, la flexibilité de la régulation à la baisse représente la diminution de la production ou augmentation de la consommation de charges électriques [3]. Le **SS : Capacité du réseau à la hausse et à la baisse** (*Up and Down capacity regulation*) décrit dans 2.3.6, est un cas particulier du **SS : Arbitrage énergétique**. Il généralement représente la capacité de **BESS MRCI** disponible (ou la capacité flexible de la consommation dans certains cas particuliers) au gestionnaire de réseau (**Agrégateur**) [84]. Cette capacité peut être réservée et gérée directement par gestionnaire par le contrôle transactif (**CT**) [249]. Le travail actuel de cette thèse présente une variante de la méthodologie développée en cours de cette thèse d'application de **SS : Capacité du réseau à la hausse et à la baisse** [84]. Il est basé sur la réglementation actuelle développée par association de recherche sur le système énergétique d'Italie (**RSE, Ricerca sul Sistema Energetico**, en italien) et est appliqué par autorité nationale de l'électricité d'Italie (**ENEL, Ente Nazionale per l'Energia Elettrica**, en italien, analogue **Électricité de France (EDF)**) [380]. Cette approche a été choisie en raison de l'exhaustivité de sa description et en tant que norme déjà appliquée et fonctionnée. La méthode proposée considère une approche centralisée pour fournir des **SS** de flexibilité [381] comme le montre le schéma de la Figure 103.

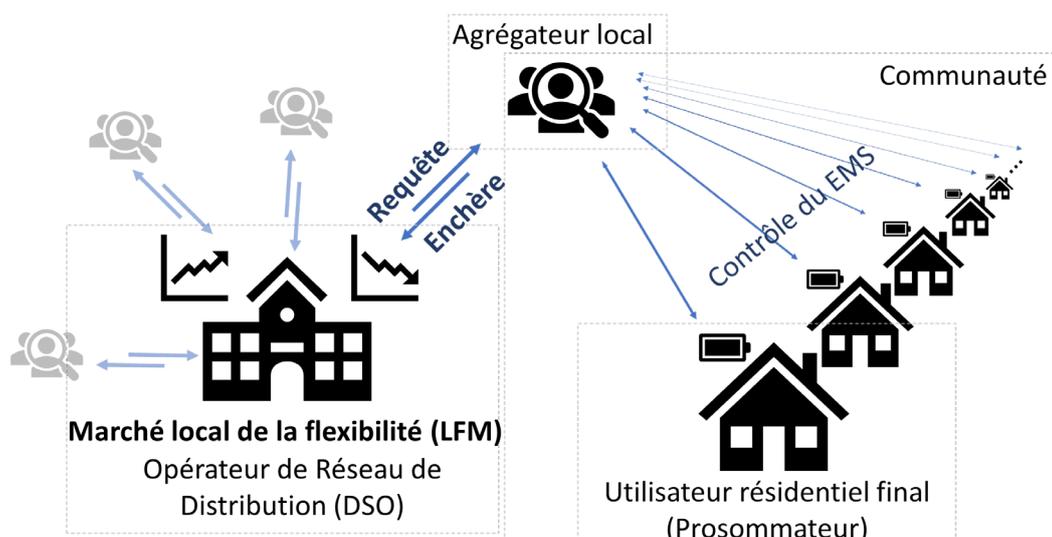


Figure 103 : Schéma décrivant les interactions entre **LFM**, **DSO**, l'**Agrégateur** et les **Prosommateurs**.

Cette figure représente un cas particulier de la Figure 14. Initialement, le **LFM (DSO)** envoie la requête à l'**Agrégateur** local. L'**Agrégateur** répond avec une enchère. Si l'enchère correspond à la demande de **LFM**, elle est acceptée et l'**Agrégateur** gèrera les **Prosommateurs** selon sa stratégie en tenant compte de l'enchère acceptée. La Figure 104 montre l'échange considéré d'information entre le **LFM** et l'**Agrégateur**.

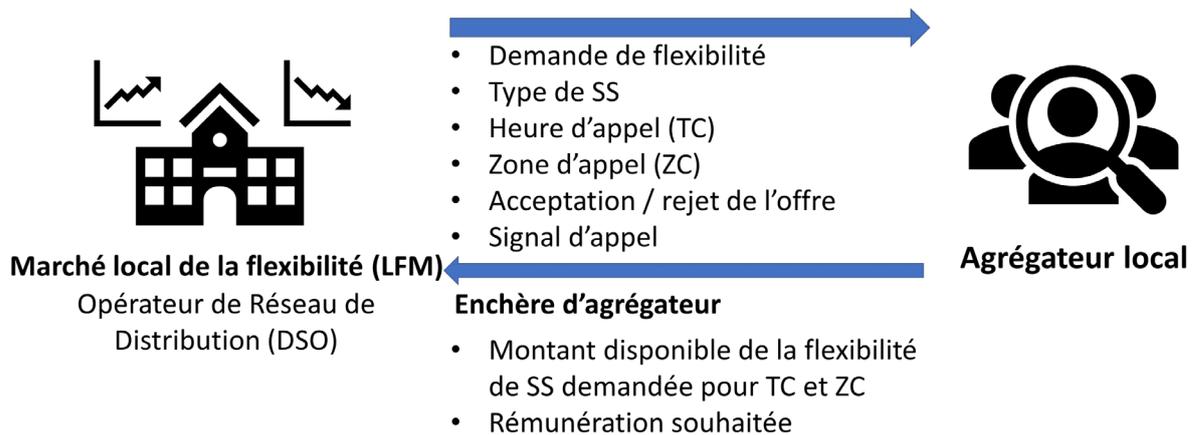


Figure 104 : Échange de données entre **LFM**, **DSO** et l'**Agrégateur**

Dans un premier temps, l'**Agrégateur** reçoit du **LFM (DSO)** la demande de la flexibilité en précisant le type de **SS** requis, la période de temps où la flexibilité est nécessaire (l'appel de la flexibilité), la **Zone de l'Appel (ZC, Zone of Call)**, sa durée et l'**Heure Initiale (TC, Time of Call)**. L'**Agrégateur** collecte et analyse les données de ses **Prosommateurs** via les **EMS** et détermine le fonctionnement et la stratégie d'enchères en considérant les caractéristiques des **BESS** résidentiels, y compris leur capacité, leur efficacité, profondeur de décharge acceptée, leur coût de dégradation, etc.

Par la suite, l'**Agrégateur** envoie l'enchère à **LFM (DSO)**. Il indique la quantité de puissance de flexibilité disponible (pour le type requis de **SS**, **ZC** et **TC**) et la rémunération souhaitée. Une fois l'offre acceptée dans **LFM** par **DSO**, ensuite l'**Agrégateur** va exploiter les **BESS** disponibles dans **MRCI**.

La Figure 19 (à droite) de la section 2.3.6 représente un comportement général de **BESS** pour fournir des **SS** : **Capacité du réseau à la hausse et à la baisse**. Les lignes rouges représentent la flexibilité de la régulation à la hausse visant à charger les **BESS** à partir du système électrique [22]. Inversement, les lignes bleues représentent la régulation à la baisse au cours duquel l'énergie stockée dans les **BESS** est injectée dans le réseau afin de réduire la consommation locale et globale. Généralement, ce type de régulation est appliqué aux heures de pointe.

Les deux cas de la régulation à la hausse et à la baisse ont une influence sur le prix de fonctionnement du système et sur le prix de l'énergie de l'utilisateur final. Dans cette étude, il est supposé que des **Prosommateurs** avaient des **BESS** résidentielles en plus de **CESS** de **MRCI**. Dans le cas où un **Prosommateur** accepte de participer au **SS** et que l'offre est acceptée

par l'ER, l'**Agrégateur** exploite le **BESS** des **Prosommateurs** en envoyant des signaux aux **EMS** locaux des **Prosommateurs**. Le **CESS** de **MRCI** est géré directement par l'**Agrégateur**.

La Figure 105 décrit les interactions entre l'opérateur du système, l'**Agrégateur** et les **Prosommateurs** résidentielles relativement aux services de flexibilité de régulation à la hausse et (ou) à la baisse considérée.

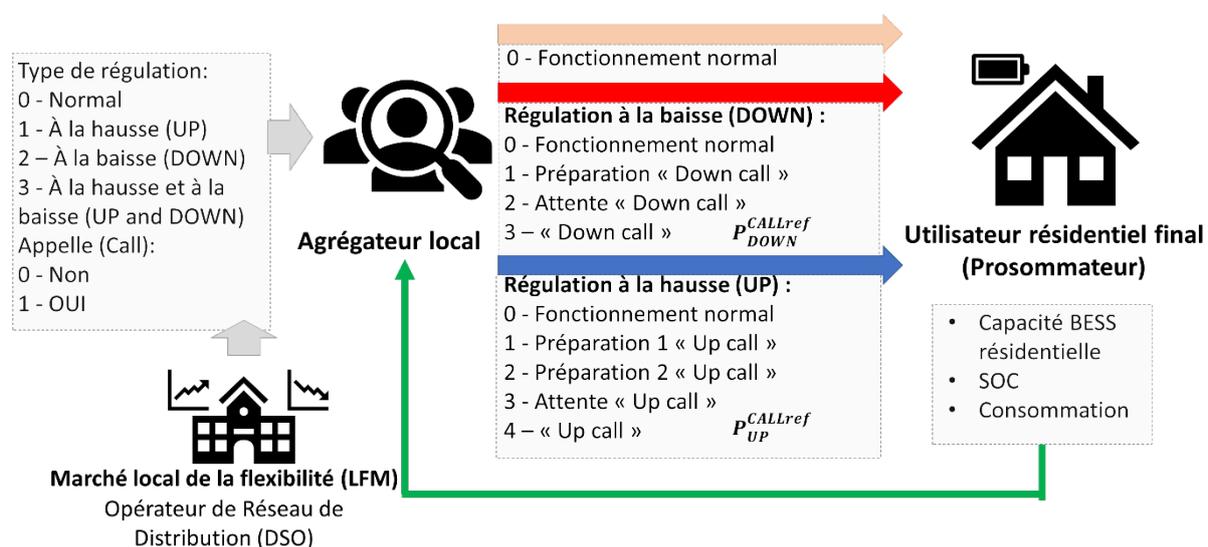


Figure 105 : Interactions de données entre **LFM (DSO)**, **Agrégateur** et **Prosommateurs** pour le **SS** : Régulation de **BESS** à la hausse et à la baisse.

Dans l'approche proposée, l'**Agrégateur** considère quatre stratégies de la gestion possibles : offre du **SS** non acceptée (mode « **Fonctionnement normal** »), offre acceptée pour la régulation à la hausse, offre acceptée pour la régulation à la baisse ou offre acceptée pour la un service de flexibilité à la hausse et à la baisse. De plus, le **DSO** envoie à l'**Agrégateur** un signal d'appel (« **Call** ») lorsque la flexibilité requise est nécessaire.

À son tour, l'**Agrégateur** gère les **EMS** locaux de **BESS** des **Prosommateurs** résidentielles en leur envoyant les signaux centralisés du fonctionnement. De même manière il gère les **CESS** de **MRCI** par le contrôle direct. Les signaux sont également présentés sur la Figure 105 pour chaque type de la stratégie de gestion. De plus, selon la capacité **BESS** résidentielle, l'**Agrégateur** envoie également le taux de puissance de charge $P_{down}^{callref^{ij}}$ ou de décharge $P_{up}^{callref^{ij}}$ référentielles calculé pour chaque **Prosommateur** ou **CESS** i selon (64) et (65) respectivement. Ces références sont liées à la capacité, à l'énergie disponible de **BESS** / **CESS** et au **TC**.

Le mode « **Fonctionnement normal** » de l'**EMS** est conçu pour maximiser le taux l'autoconsommation de la commune en total. Les autres modes de fonctionnement vont être décrits ci-dessous. La méthode proposée considère qu'une fois l'**Agrégateur** accepte de participer à **SS**, un non-respect des obligations entraîne une pénalité postérieure importante. À son tour, l'**Agrégateur** met tout en œuvre pour respecter ces accords.

La manière de la gestion des **BESS** des **Prosommateurs** résidentielles va être décrite ci-dessous. L'approche appliquée est similaire pour **CESS** de **MRCI**. La différence est que

l’Agrégateur gère les **Prosommateurs** en envoyant les signaux opérationnels à leurs **EMS** locales tandis que le **CESS** de **MRCI** est géré directement par l’Agrégateur (l’EMS de **MRCI** est considéré comme une de sous-structures d’Agrégateur).

Annexe Q.1. SS : Régulation de BESS à la hausse

Pour maximiser les avantages du **SS : Régulation de BESS à la hausse** considéré, le **BESS** résidentiel (ou **CESS**) devrait être presque à son niveau maximal de **SOC**. Cela permet d’avoir l’énergie maximale stockée disponible. L’Agrégateur le garantit en envoyant des signaux d’opération au **EMS** du **Prosommateur** et en gérant directement des **CESS**. La Figure 106 décrit l’organigramme de la méthode proposée liée à la flexibilité de régulation à la hausse du **BESS**.

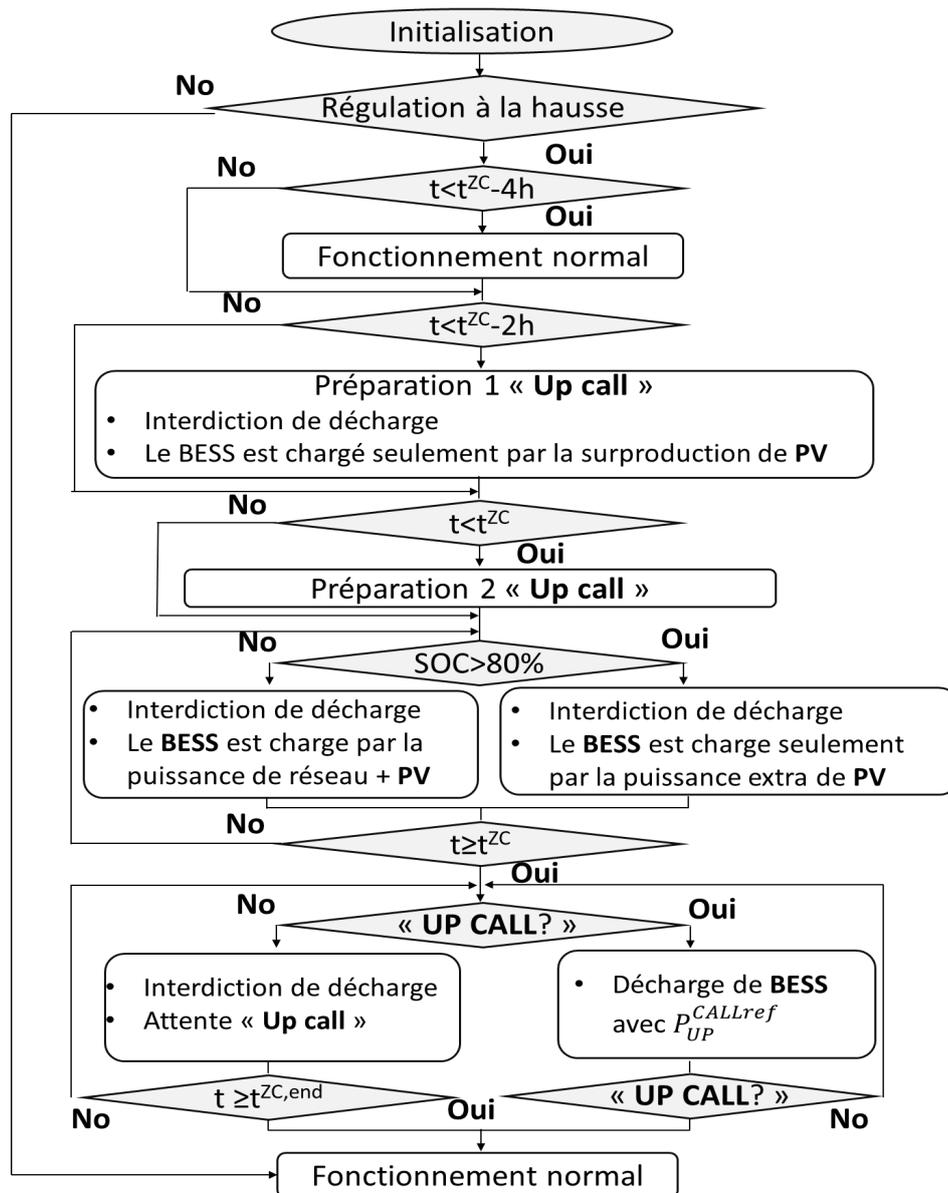


Figure 106 : Organigramme du service de flexibilité de régulation à la hausse de **BESS**.

Le t^{ZC} représente la **ZC**. Il est considéré que dans l'intervalle de temps supérieur à quatre heures avant t^{ZC} , l’Agrégateur gère l’EMS en mode « **Fonctionnement normal** », c’est-à-dire

il maximise l'autoconsommation des **Prosommateurs**. Dans l'intervalle de temps compris entre quatre et deux heures avant t^{ZC} , l'**Agrégateur** les envoie le signal de fonctionnement sur « **Préparation 1 « Up call** » ». Pendant cette période, l'**EMS** ne peut pas décharger le **BESS** résidentiel. Le **BESS** peut être chargé que par le surplus de la puissance générée par les sources d'**ER**.

Dans l'intervalle de temps compris entre deux heures et t^{ZC} , l'**Agrégateur** envoie le signal de fonctionnement sur « **Préparation 2 « Up call** » ». Pendant cette période, l'**EMS** ne peut pas décharger le **BESS**. Si le **SOC** du **BESS** est inférieur à 80% de la valeur maximale, l'**EMS** charge le **BESS** en utilisant l'énergie du **DG**. Sinon, les règles de fonctionnement **EMS** locales sont les mêmes que celles de « **Préparation 1 « Up call** » ». Ces opérations, de même que le niveau de **SOC**, ont été choisies dans cette étude afin d'assurer la certitude de la participation du **BESS** des **Prosommateurs** à l'offre **SS**. Ils peuvent également être fixés de manière différente en fonction de l'énergie totale requise de l'offre faite par l'**Agrégateur**. À l'intervalle de temps t^{ZC} , l'**Agrégateur** commute le signal de fonctionnement sur « **Attente « Up call** » ». L'**EMS** local ne peut pas décharger le **BESS** et reste en attente. Lorsque le **DSO** envoie le signal d'appel à l'**Agrégateur**, il commute le signal de fonctionnement sur « **Up call** » et le transmet aux **EMS** des **Prosommateurs** ainsi que la référence de décharge $P_{up}^{callref}$ calculée pour chaque unité de stockage i (64).

$$P_{up}^{callrefij} = \frac{(SOC_{max}^{ij} - SOC_t^{ij}) * C_{BESS}^{ij}}{TC_{up}} \quad (64)$$

où SOC_t^{ij} et SOC_{max}^{ij} sont les niveaux **SOC** réel et maximal pour le **BESS** de **Prosommateur** i liés à l'**Agrégateur** local j , respectivement, C_{BESS}^{ij} est la capacité du **BESS** considéré, TC_{up} est le temps de l'appel à la régulation à la hausse (heures). Après la fin du laps de temps **TC** ou t^{ZC} , l'**Agrégateur** commute le signal de fonctionnement en mode « **Fonctionnement normal** ».

La Figure 107 représente l'exemple graphique du fonctionnement du service de flexibilité de régulation à la hausse de **BESS**, ainsi que la réponse du **SOC** de **BESS** aux signaux de fonctionnement de l'**Agrégateur**.

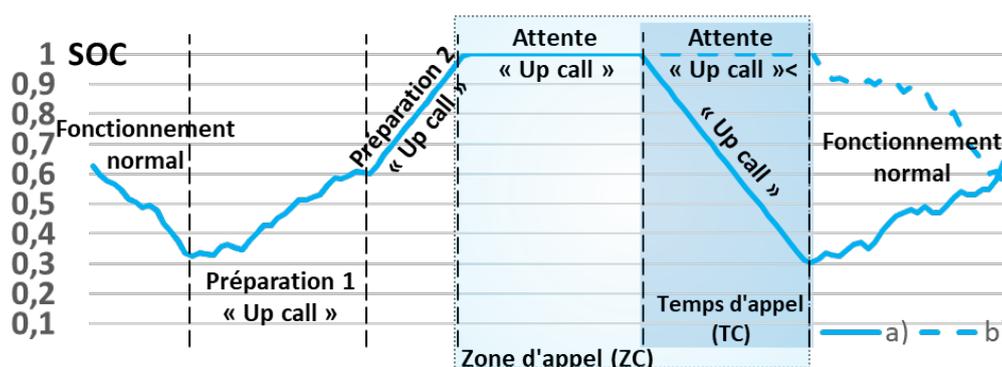


Figure 107 : Un exemple graphique de l'évaluation **SOC** de **BESS** dans le cadre du service de flexibilité de régulation a) Cas « **Call** », b) Pas de cas « **Call** ».

fonctionnement « **Down call** » aux **EMS** des **Prosommateurs** ainsi que la référence de la facturation $P_{down}^{callref}$ calculée par (65) :

$$P_{DOWN}^{CALLref^{ij}} = \frac{(SOC_t^{ij} - SOC_{min}^{ij}) * C_{BESS}^{ij}}{TC_{DOWN}} \quad (65)$$

où SOC_t^{ij} et SOC_{min}^{ij} sont les niveaux de **SOC** réel et maximal pour le **BESS** de **Prosommateur** i associé à l'**Agrégateur** local j , respectivement, C_{BESS}^{ij} est la capacité du **BESS** considéré, TC_{down} est l'heure de l'appel à la régulation à la baisse (heures). L'**EMS** local décharge le **BESS** conformément au taux de puissance de cette référence de l'**Agrégateur**. Après la fin des plages **TC** ou t^{ZC} , l'**Agrégateur** change le signal de fonctionnement en mode « **Fonctionnement normal** ».

La Figure 109 représente l'exemple graphique de fonctionnement du service de flexibilité de régulation à la baisse **BESS** résidentielle, ainsi que la réponse du **SOC** du **BESS** aux signaux de fonctionnement de l'**Agrégateur**.

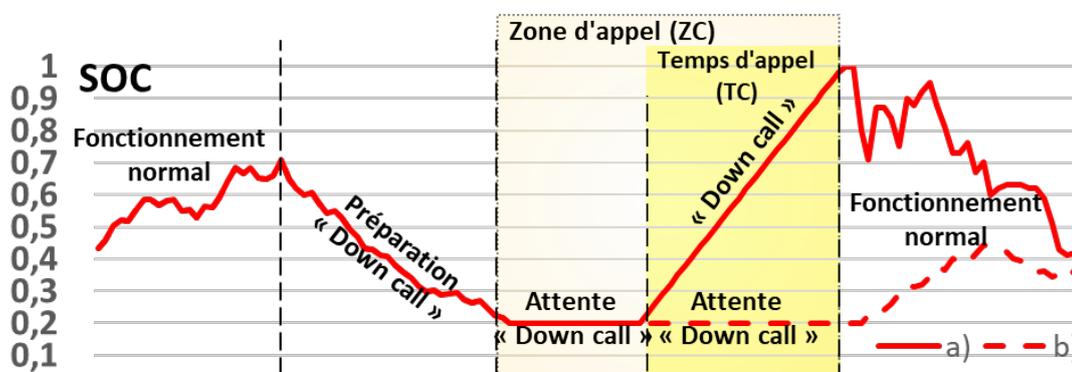


Figure 109 : Un exemple graphique de l'évaluation **SOC** de **BESS** résidentielle dans le cadre du service de flexibilité de régulation à la baisse a) Cas « **Call** », b) Pas de cas « **Call** ».

Cette figure présente l'évaluation du **SOC** du **BESS** résidentiel compte tenu de la présence ou non du signal d'appel du **DSO**. Comme c'était dit précédemment, la manière de gestion et comportement de **CESS** de **MRCI** par **Agrégateur** est similaire aux **BESS** résidentielles.

Le **SS : Régulation de la capacité à la hausse et à la baisse** est la solution assez prometteuse et peut jouer rôle assez important dans la gestion énergétique des microréseaux avec des systèmes de stockage centralisé et distribué. Il permet pour gestionnaire de réseau de réserver la capacité de stockage disponible et donc obtenir la valeur de la flexibilité supplémentaire.

Annexe R. Alfortville : Données climatiques, solaires et d'irradiation cumulées

Tableau 21 : Données climatiques annuelles cumulées d'Alfortville (source [264]).

Paramètres	Valeurs
Température minimale de l'air à l'extérieur sous abris pour le mois	8,9 °C
Température maximale de l'air à l'extérieur sous abris pour le mois	16,0 °C
Température moyenne de l'air à l'extérieur sous abris pour le mois	10,5°C
Humidité relative moyenne pour le mois	82,4%
Vitesse moyenne du vent pour le mois	4,1 m/s
Hauteur de précipitations moyenne	637,4 mm
Nb de jours avec précipitations	111,1 jours
Durée d'ensoleillement	1661,6 h
Nb de jours avec bon ensoleillement	51,45 jours

Tableau 22 : Données solaires cumulées d'Alfortville (source [264]).

Paramètres	Valeur annuelle moyenne
Durée du jour	12 h
Fraction solaire moyenne du mois (taux de couverture)	0,39
Durée d'insolation moyenne du mois	4,47 h
Constante solaire hors atmosphère	1,367 kW/m ²
Irradiation solaire hors atmosphère	6,94 kW/m ²
Irradiation solaire globale horizontale au niveau du sol	3,06 kW/m ²
Indice de clarté du ciel	0,44

Tableau 23 : Données d'irradiation d'Alfortville (source [264]).

Paramètres	Valeur annuelle moyenne
Irradiation sur un plan horizontal (sol)	
Irradiation solaire globale horizontale	3,06 kWh/m ² /jour
Irradiation solaire directe horizontale	1,33 kWh/m ² /jour
Irradiation solaire diffusée horizontale	1,73 kWh/m ² /jour
Irradiation sur un plan d'inclinaison 28° et d'orientation 0°	
Irradiation solaire directe horizontale	1,67 kWh/m ² /jour
Irradiation solaire diffusée horizontale	1,61 kWh/m ² /jour
Irradiation solaire réfléchie horizontale	0,04 kWh/m ² /jour
Irradiation solaire globale horizontale	3,32 kWh/m ² /jour

Annexe S. Kokam High Power Type KCE-5061 -5 MWh

Model	High Power Type			High Energy Type	
	KCE-5061	KCE-3996	KCE-1864	KCE-5299	KCE-2472
Installed Energy (MWh)	5.061	3.996	1.864	5.299	2.472
Max Power	Discharge (MW)	20.24	15.98	7.45	10.59
	Charge (MW)	20.24	15.98	7.45	10.59
Cell Chemistry	NMC	NMC	NMC	NMC	NMC
DC Efficiency	>97% [C/2 rate]				
DC Voltage	660V ~ 998V				
Approx. Dimensions (ft)	53'	40'	20'	40'	20'
Ambient Operating Temperature Range	-20 ~ 50°C				
Enclosure Standard	IP54, IEC 60529				

Figure 110 : Les caractéristiques techniques des unités de stockage de type KCE KOKAM(source [382])

Annexe T. Caractéristiques des composantes de la plateforme « UPEC Microgrid Lab »

- **Convertisseur multifonction AEA 3000 SIREA (Armoire d'Autoconsommation d'Énergie)**

Entrée PV (avec système MPPT)	
Puissance max admissible	4500 W
Tension nominale	360 V DC
Tension max admissible	500 V DC
Courant max admissible	18 A
Plage de tension MPPT	250 - 450 V DC
Entrée de Réseau	
Tension nominale	230 V
Courant de sortie nominal	13 A
Plage de fréquence et tension	Norme VDE [383]
Entrée de Sortie secourue	
Tension nominale	230 V
Puissance nominale	3000 W
Courant nominal	13 A
Entrée de Batterie	
Tension nominale	48 V
Courant de décharge max	92 A
Courant de charge max	25 A

- **Installation photovoltaïque :**

Panneau solaire CEEGSST SE-195, 8 modules (4*2)	
Puissance crête	195 Wc
Tension en circuit ouvert	45,0 V
Courant de court-circuit	5,52 A
Tension de fonctionnement optimal	36,6 V
Courant de fonctionnement optimal	5,33 V
Type de cellule	Monocrystalline silicium
Efficacité cellulaire	18,23%
Puissance crête totale = 1560 Wc	

- **Système de stockage :**

PYLONTECH US2000 PLUS 2.4 KWh, 2 modules	
Type de batterie	Lithium

Tension de batterie	48 V
Technologie	LFP (Phosphate de Fer au Lithium) + Système de Contrôle des Batteries (BMS, Battery Management System)
Tension nominale	51,8 V
Capacité nominale	2.4 kWh (50 Ah)
Capacité utilisable	1,92 kWh
Tension de charge	52,5 V ~ 54 V

- **Charge variable LANGLOIS RH40 4 kWh (0,2-4 kWh)**

Puissance maximale	4 kWh
Commutateurs	6
Variation par	5%

- **Charge programmable Höcherl & Hackl : ZSAC 4226**

Tension	6 ... 260 V AC 6 ... 360 V DC
Courant	30 A
Puissance	4,200 W
Résistance	0,33 ... 400 Q
Consommation d'énergie	450 VA

- **Simulateur réseau CINERGIA GE 7.5-AC**

Puissance AC (Nominale)	7.5 kW
Tension AC (Nominale)	3x400 V + Neutre + Terre
Fréquence	48-62 Hz
Courant AC (Nominale) par phase / parallèle	11 A / 33 A
Consommation d'énergie	450 VA

- **Sources de puissance programmable AC CHROMA 6430**

Puissance AC	3000 VA
Tension AC	0-150V / 0-300V / Auto
Frequency	45-1000 Hz

- **Sources de puissance programmable DC TDK-Lambda GEN100-24**

Puissance DC (Nominale)	2400 W
Tension DC (Nominale)	100 V
Courant DC (Nominale)	24 A

- **Réseau des capteurs Lora**

ADEUNIS COMFORT

Température	-20°C /+60°
Taux d'humidité	0 - 100%
ADEUNIS DRY CONTACT	
Entrées/sorties de type TOUT-OU-RIEN (TOR)	4
EWATCH SQUID WATT METTRE	
Entrées de mesures par pinces clipsables	12
Courant efficace maximal	100 A
NKE WATTECO FLASH'O SENSOR	
Comptage et accumulation de LED flash jusqu'à 500 impulsions par seconde	
ADEUNIS TIC	
Relève de télé-information client (TIC) des compteurs électriques communicantes	
Prise compteur d'énergie MCF88 MCF-LW12PLG	
Tension nominale	230 V
Courant maximum mesurable (énergie active, réactive et apparente, classe 0.2) / commutable	16 A

Annexe U. Évaluation DA-OPF

Cette annexe représente le processus graphique d'évaluation est de vérification de la fiabilité de la stratégie prédictive de gestion développée présentées dans les sections 5.1.1 et 5.2.1 [249].

Annexe U.1. Évaluation DA-OPF (Tarification double, SS1)

Selon la méthodologie décrite dans la section 3.6.5, pour chaque itération d'évaluation N , la **MCS** génère les courbes de génération **PV** et de consommation, grâce à l'erreur de prévision définit précédemment. Elles passent à travers la séquence « **OPF** » pour définir la stratégie prédictive de gestion pour l'itération N avec les données du système et le prix de l'électricité.

En cas d'impossibilité de résoudre le problème d'optimisation, ou en cas de dépassement de la valeur maximale autorisée de l'erreur de simulation, le cycle d'évaluation s'arrête. Les Figure 111 à Figure 115 montrent le processus d'évaluation pour la stratégie **DA – OPF_{J+1}(SS1)**.

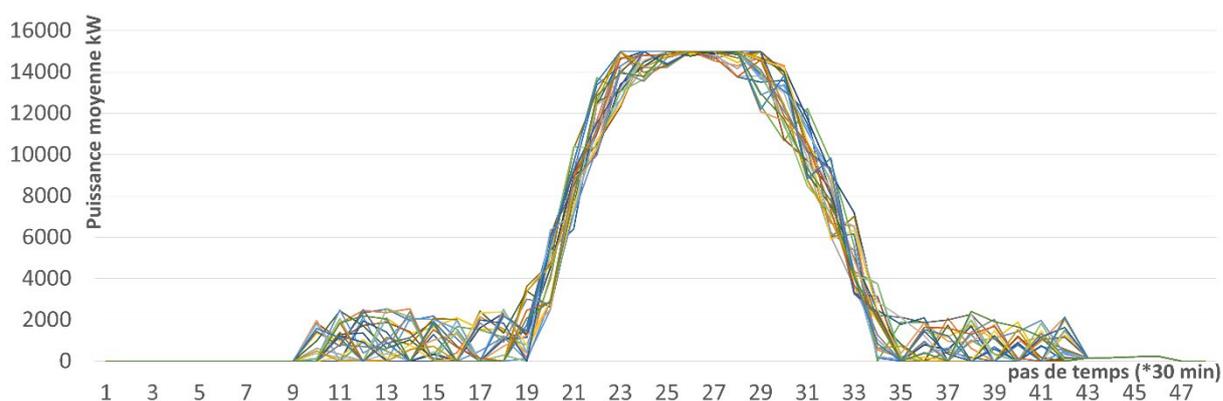


Figure 111 : Évaluation **DA – OPF_{J+1}(SS1)**: La génération **PV** (**MCS**, $N=24$)

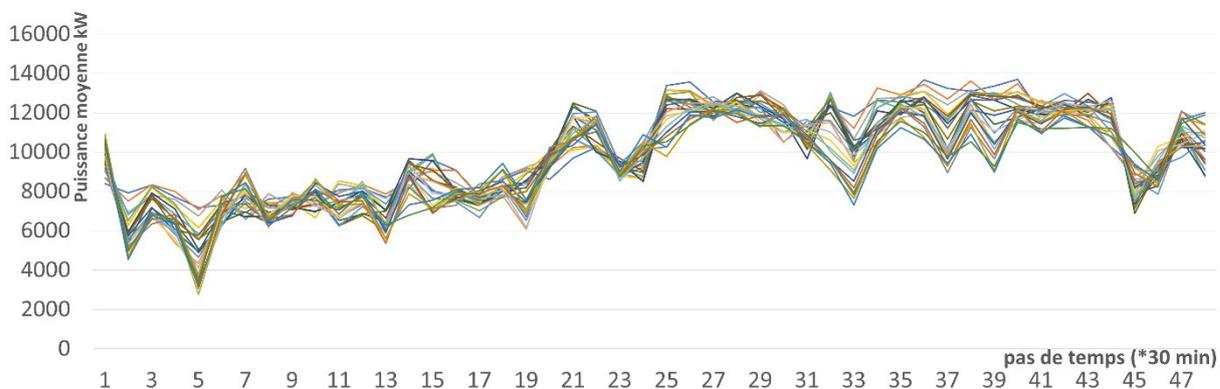


Figure 112 : Évaluation **DA – OPF_{J+1}(SS1)** : La consommation du **MRCI** (**MCS**, $N=24$).

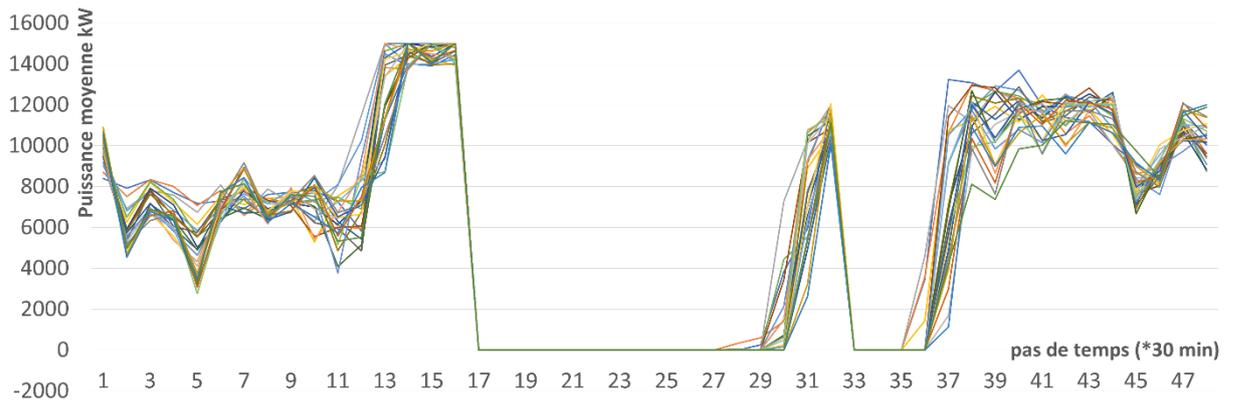


Figure 113 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: L'opération du **DG** (DA-OPF, $N=24$).

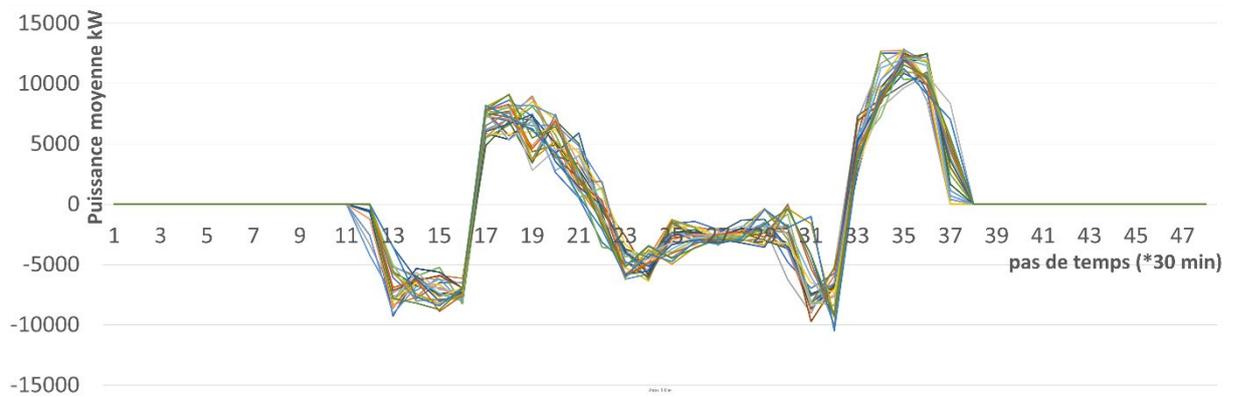


Figure 114 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: L'opération du **CESS** (DA-OPF, $N=24$).

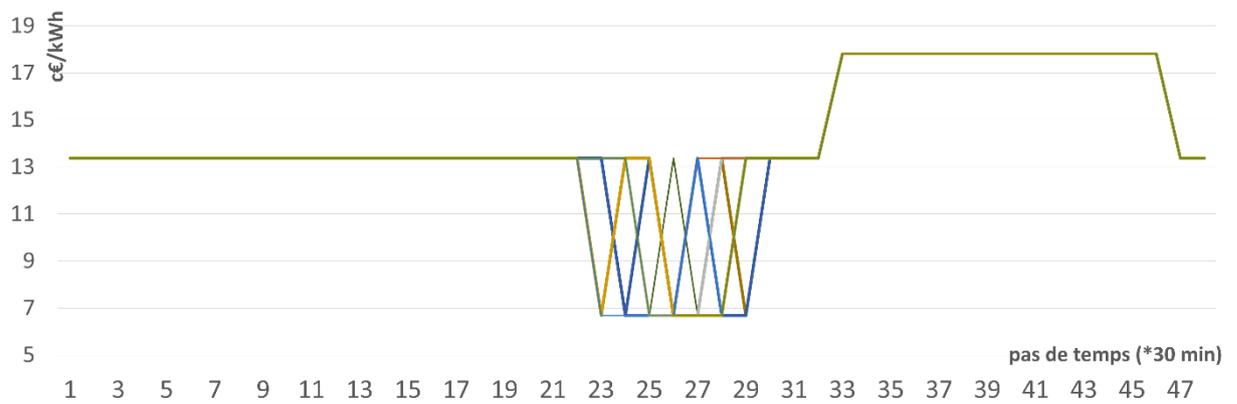


Figure 115 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: Le **LAMP** (DA-OPF, $N=24$).

Annexe U.2. Évaluation DA-OPF (Tarification double, SS3)

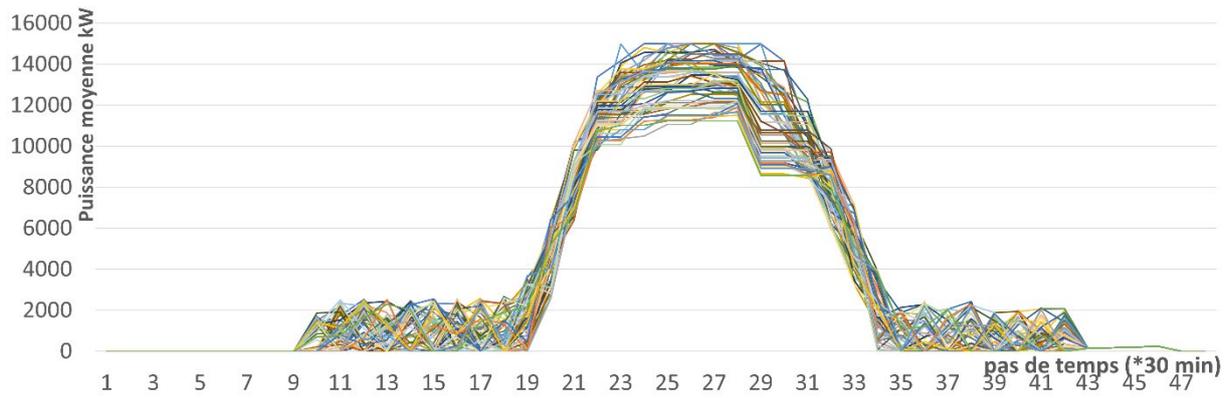


Figure 116 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: La génération PV (MCS, $N=61$).

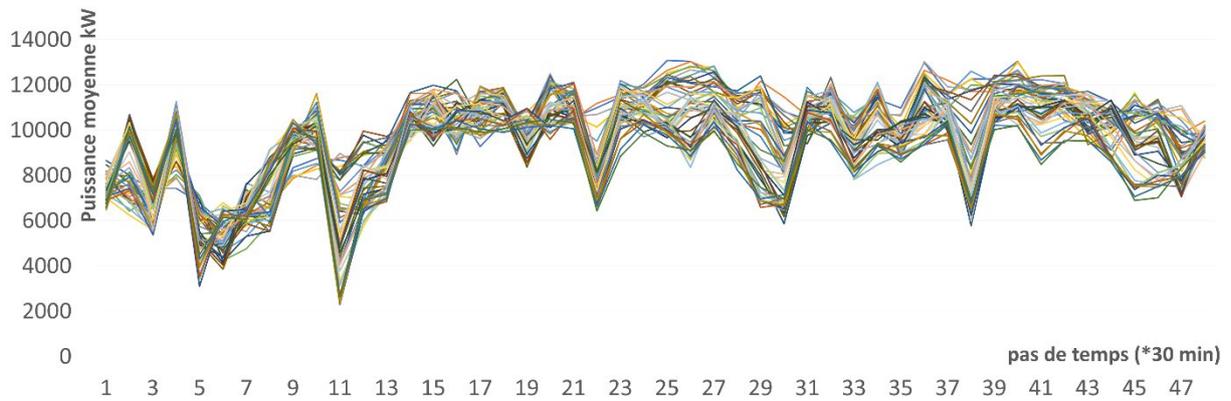


Figure 117 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: La consommation du MRCI (MCS, $N=61$).

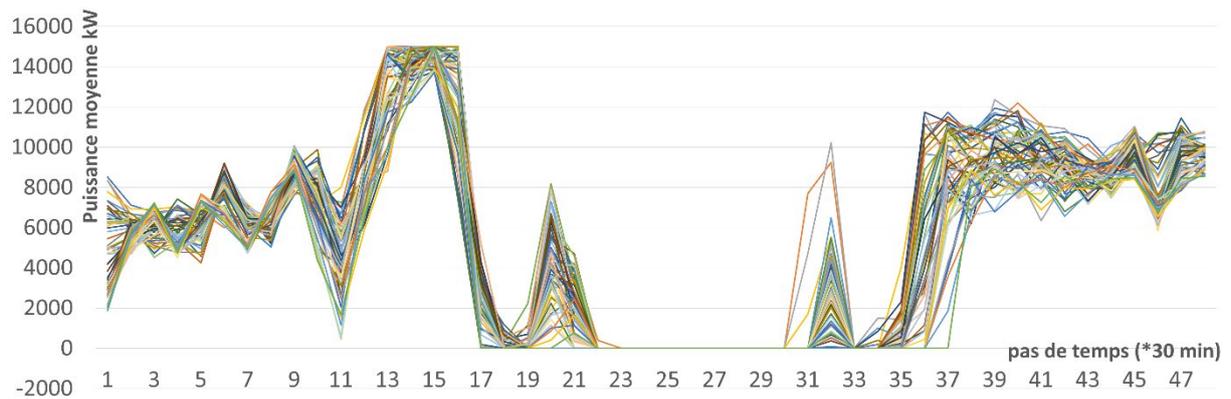


Figure 118 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: L'opération du DG (DA-OPF, $N=61$).

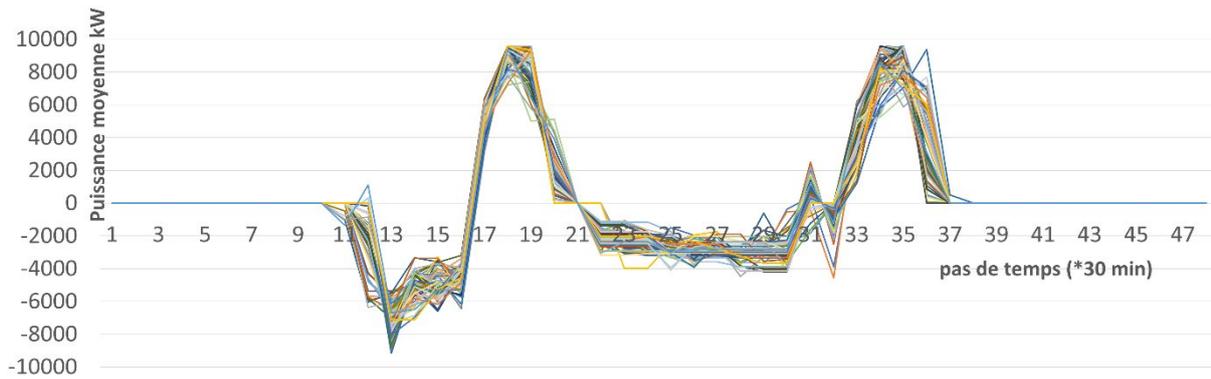


Figure 119 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: L'opération du CESS (DA-OPF, $N=61$).



Figure 120 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: Le LAMP (DA-OPF, $N=61$).

Annexe U.3. Évaluation DA-OPF (Tarification dynamique, SS1)

Analogiquement avec le cas « **tarification double** », pour chaque itération N d'évaluation, la **MCS** génère la courbe de génération **PV** et la consommation, dédiée sur l'erreur de prévision. Elles passent à travers la séquence « **OPF** » pour définir la stratégie prédictive de gestion pour l'itération N avec les données du système et le prix de l'électricité.

En cas d'impossibilité de résoudre le problème d'optimisation, ou en cas de dépassement de la valeur maximale autorisée de l'erreur de simulation, le cycle d'évaluation s'arrête. Les Figure 121 à Figure 125 montrent le processus d'évaluation pour la stratégie $DA - OPF_{J+1}(SS1)$.

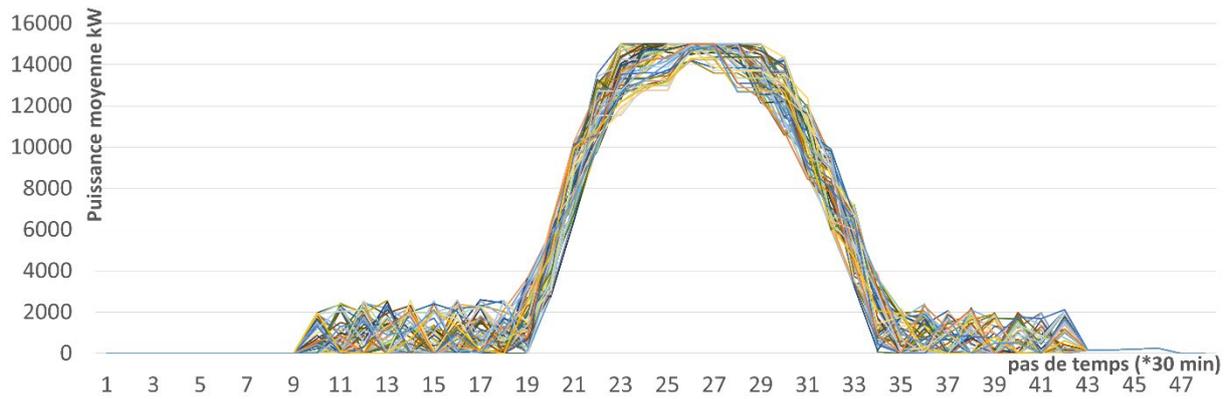


Figure 121 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: La génération PV (MCS, « tarification dynamique », $N=39$).

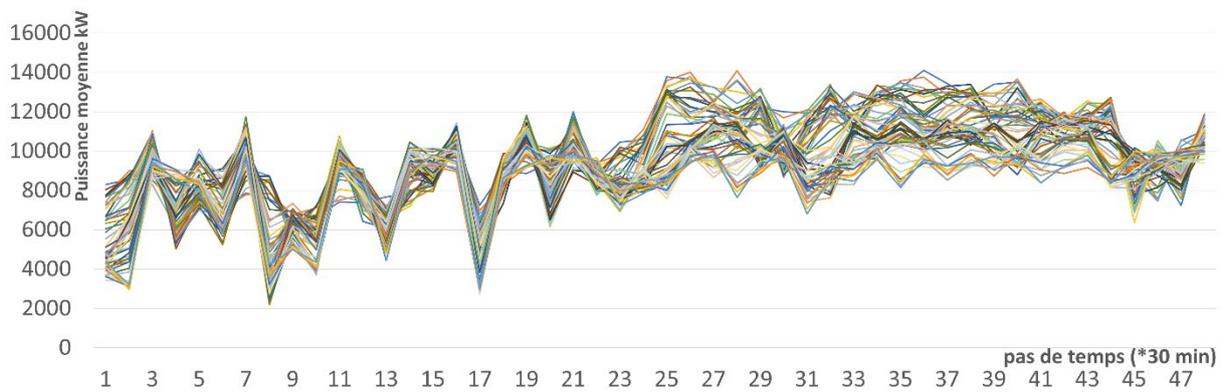


Figure 122 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: La consommation du MRCI (MCS, « tarification dynamique », $N=39$).

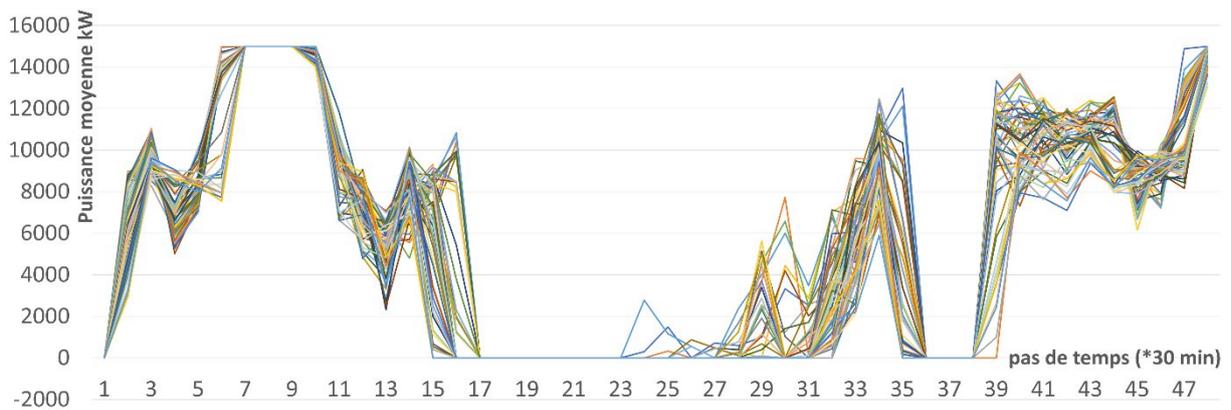


Figure 123 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: L'opération du DG (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=39$).



Figure 124 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: L'opération du CESS (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=39$).

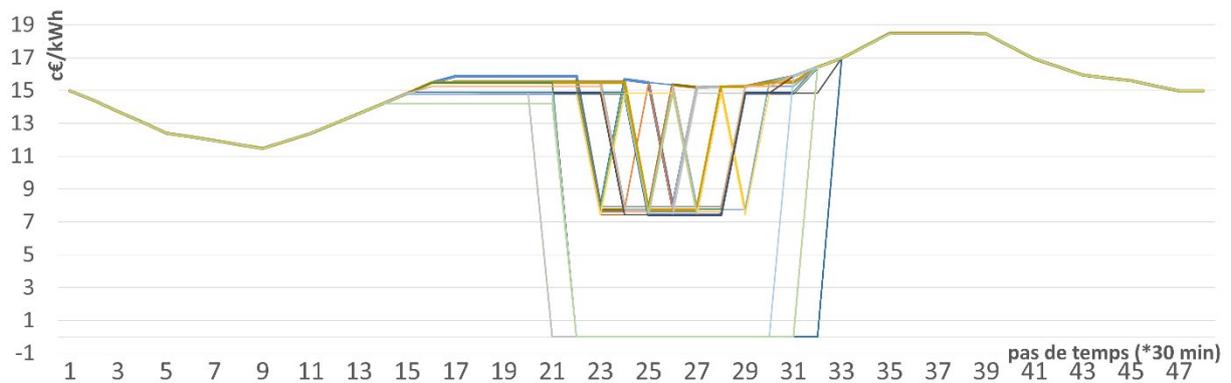


Figure 125 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS1)$: Le LAMP (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=39$).

Annexe U.4. Évaluation DA-OPF (Tarification dynamique, SS3)

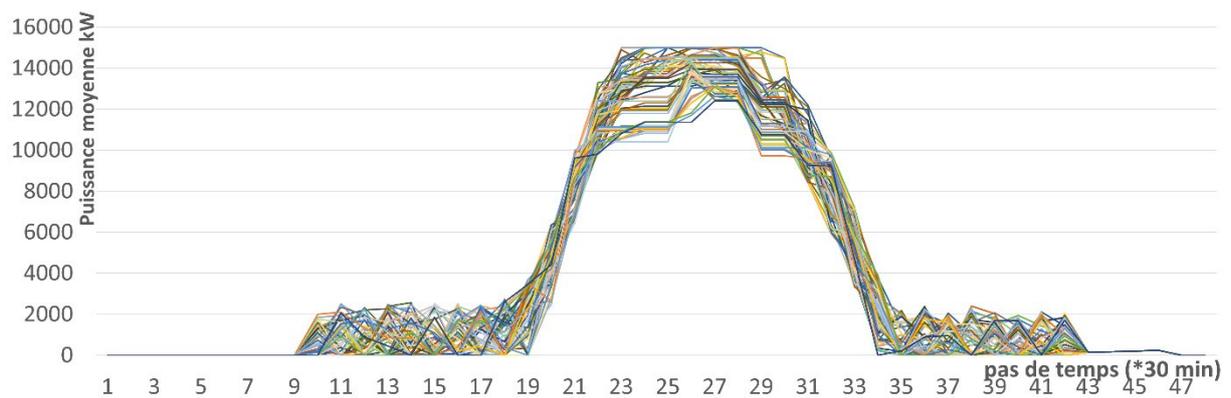


Figure 126 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: La génération PV (MCS, « tarification dynamique », $N=61$).

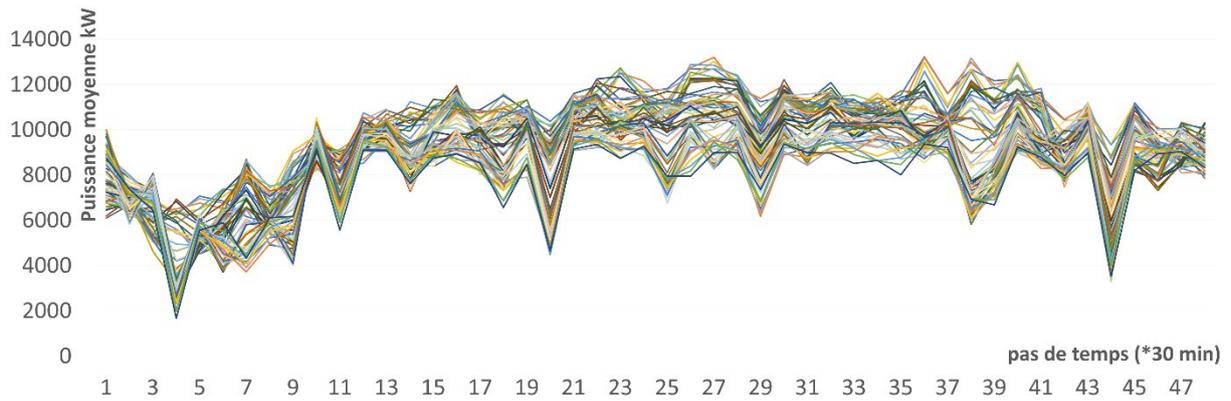


Figure 127 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: La consommation du MRCI (MCS, « tarification dynamique », $N=61$).

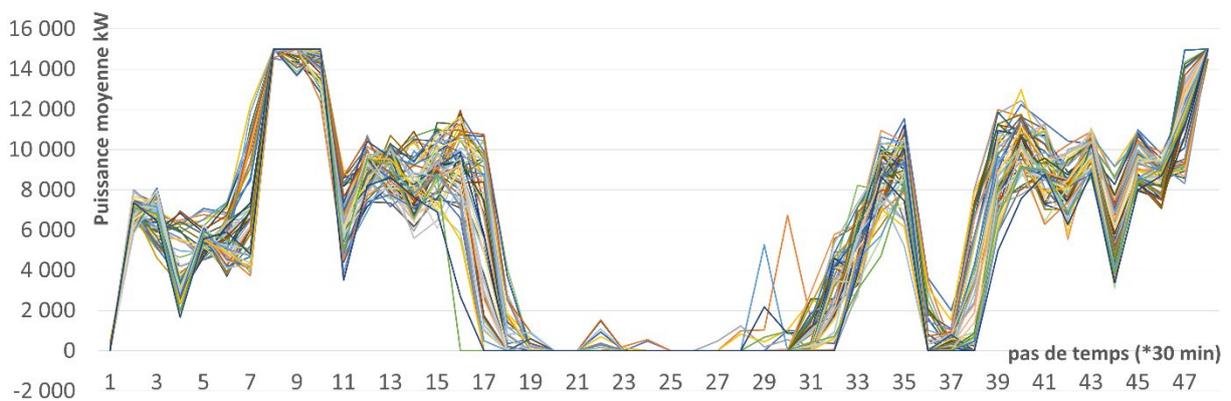


Figure 128 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: L'opération du DG (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=61$).

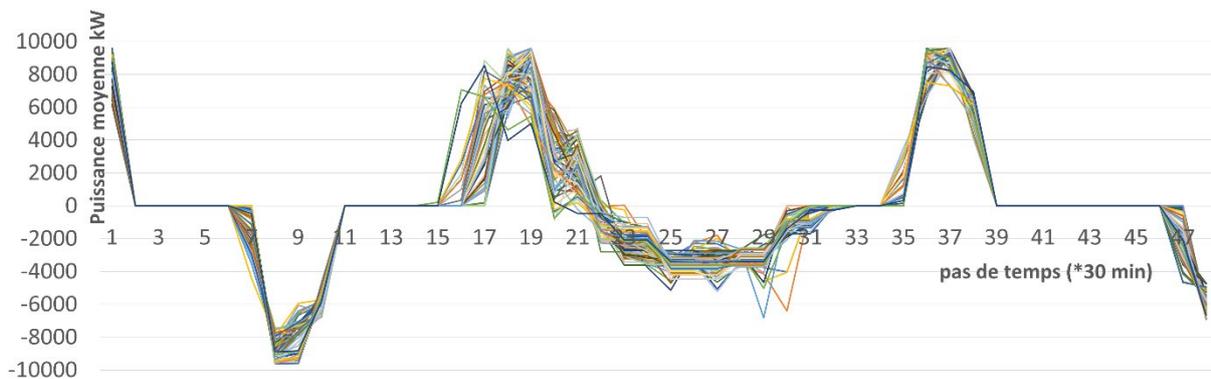


Figure 129 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: L'opération du CESS (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=61$).

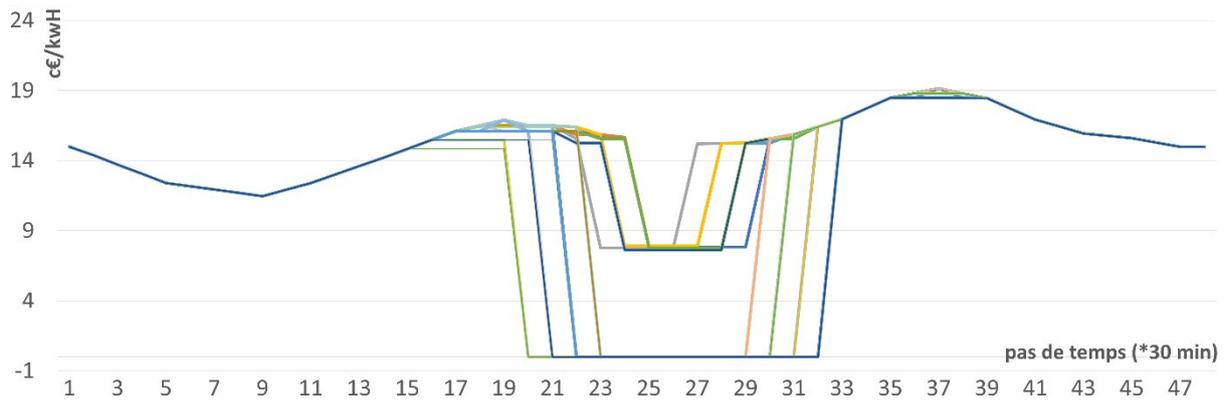


Figure 130 : Évaluation $DA - OPF_{J+1}(SS3)$: Le LAMP (DA-OPF, « tarification dynamique », $N=69$).

Références bibliographiques

- [1] « Énergie dans les bâtiments », *Ministère de la Transition écologique*. <https://www.ecologie.gouv.fr/energie-dans-batiments> (consulté le oct. 28, 2020).
- [2] « Construction maison bois RT 2020 », *AB Construction Bois*. <https://www.ab-construction-bois.fr/construction-maison-bois-rt-2020> (consulté le mars 03, 2020).
- [3] « RT2012 », *Ministère de la Cohésion des territoires et des Relations avec les collectivités territoriales*. <https://www.cohesion-territoires.gouv.fr/rt2012> (consulté le nov. 18, 2019).
- [4] « BEPOS : qu'est-ce qu'un un bâtiment à énergie positive ? », *EDF Collectivités*, juin 12, 2018. <https://www.edf.fr/collectivites/le-mag/territoires-energies/bepos-batiment-energie-positive> (consulté le nov. 08, 2019).
- [5] « Bâtiments à énergie positive », *ADEME - Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie*. <https://www.ademe.fr/expertises/batiment/quoi-parle-t/batiments-a-energie-positive> (consulté le nov. 08, 2019).
- [6] T. Recht, F. Munaretto, P. Schalbart, et B. Peuportier, « Analyse de la fiabilité de COMFIE par comparaison à des mesures. Application à un bâtiment passif. », *Conférence IBPSA, n° France-Arras-2014*, p. 8, [En ligne]. Disponible sur: <https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-01461407>.
- [7] « Bâtiments à Énergie Positive et Réduction Carbone », *Ministère de la Transition écologique et solidaire*, nov. 06, 2019. <http://www.maj.batiment-energiecarbone.e2.rie.gouv.fr> (consulté le nov. 08, 2019).
- [8] « Articles R712-1 à R712-5 : Principes et modalités de classement des réseaux de chaleur et de froid », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/codes/id/LEGIARTI000031750087/2016-01-01/> (consulté le sept. 17, 2020).
- [9] « Norme NF EN 15978 Contribution des ouvrages de construction au développement durable- Evaluation de la performance environnementale des bâtiments - Méthode de calcul », *AFNOR - Association française de normalisation*. <http://kingforclimate.be/urppiyvt-norme-nf-en-197429.html> (consulté le avr. 26, 2020).
- [10] « Efficacité énergétique et confort dans les bâtiments », *Collectif Effinergie*. <https://www.effinergie.org/> (consulté le nov. 18, 2019).
- [11] « RE2020 : Une nouvelle étape vers une future réglementation environnementale des bâtiments neufs plus ambitieuse contre le changement climatique », *Ministère de la Transition écologique*. <https://www.ecologie.gouv.fr/re2020-nouvelle-etape-vers-future-reglementation-environnementale-des-batiments-neufs-plus> (consulté le oct. 28, 2020).
- [12] « EDF Collectivités », *EDF France*. <https://www.edf.fr/collectivites> (consulté le nov. 05, 2019).
- [13] « La Journée de l'efficacité énergétique et environnementale du bâtiment », *EnerJ-meeting PARIS 2020*. <https://www.enerj-meeting.com/> (consulté le févr. 21, 2020).
- [14] K. Parsons, *Human Thermal Comfort*. CRC Press, 2019.
- [15] L. Yang, H. Yan, et J. C. Lam, « Thermal comfort and building energy consumption implications – A review », *Appl. Energy*, vol. 115, p. 164-173, févr. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.10.062.

- [16] X. Hao, G. Zhang, Y. Chen, S. Zou, et Demetrios. J. Moschandreas, « A combined system of chilled ceiling, displacement ventilation and desiccant dehumidification », *Build. Environ.*, vol. 42, n° 9, p. 3298-3308, sept. 2007, doi: 10.1016/j.buildenv.2006.08.020.
- [17] H. Rosenlund, « Climatic Design of Buildings using Passive Techniques », 2000, Consulté le: nov. 22, 2020. [En ligne]. Disponible sur: [https://portal.research.lu.se/portal/en/publications/climatic-design-of-buildings-using-passive-techniques\(13b312a9-0310-4776-9c89-15f964d1ec46\)/export.html](https://portal.research.lu.se/portal/en/publications/climatic-design-of-buildings-using-passive-techniques(13b312a9-0310-4776-9c89-15f964d1ec46)/export.html).
- [18] L. Heschong, « Daylighting in Schools An Investigation into the Relationship Between Daylighting and Human Performance Condensed Report », 1999, doi: 10.13140/RG.2.2.31498.31683.
- [19] W. J. Fisk, « Health and Productivity Gains from Better Indoor Environments and Their Relationship with Building Energy Efficiency », *Annu. Rev. Energy Environ.*, vol. 25, n° 1, p. 537-566, 2000, doi: 10.1146/annurev.energy.25.1.537.
- [20] School of Housing, Building and Planning Universiti Sains Malaysia, Malaysia, M. K. A. Senin, et M. A. O. Mydin, « Significance of Thermal Comfort in Buildings and Its Relation to the Building Occupants », *Eur. J. Technol. Des.*, vol. 1, n° 1, p. 54-63, sept. 2013, doi: 10.13187/ejtd.2013.1.54.
- [21] J. van Hoof, « Forty years of Fanger's model of thermal comfort: comfort for all? », *Indoor Air*, vol. 18, n° 3, p. 182-201, juin 2008, doi: 10.1111/j.1600-0668.2007.00516.x.
- [22] AFNOR - Association française de normalisation, « Norme NF EN ISO 7730 ». <https://norminfo.afnor.org/norme/nf-en-iso-7730/ergonomie-des-ambiances-thermiques-determination-analytique-et-interpretation-du-confort-thermique-par-le-calcul-des-indices-pmv-et-ppd-et-par-des-criteres-de-confort-thermique-local/73180> (consulté le oct. 30, 2020).
- [23] A. Bornarel *et al.*, « Confort d'été passif », Institut pour la Conception Écoresponsable du Bâti (ICEB), ISBN EAN : 978-2-911-533-07-5, avr. 2014. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-22277-confort-ete-passif.pdf>.
- [24] O. Douzane, G. Promis, J.-M. Roucoult, A.-D. Tran Le, et T. Langlet, « Hygrothermal performance of a straw bale building: In situ and laboratory investigations », *J. Build. Eng.*, vol. 8, p. 91-98, déc. 2016, doi: 10.1016/j.jobbe.2016.10.002.
- [25] « Travail sur écran. Prévention des risques - Risques », *INRS, Institut national de recherche et de sécurité*. <http://www.inrs.fr/risques/travail-ecran/prevention-risques.html> (consulté le avr. 12, 2020).
- [26] Energie Plus, « Confort thermique : généralité », sept. 25, 2007. <https://energieplus-lesite.be/theories/confort11/le-confort-thermique-d1/> (consulté le avr. 12, 2020).
- [27] K. Zeghari *et al.*, « Comparison of the thermal performance between conventional and cob building », juill. 2019, doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911103003>.
- [28] A. Kelman, Y. Ma, et F. Borrelli, « Analysis of local optima in predictive control for energy efficient buildings », *J. Build. Perform. Simul.*, vol. 6, n° 3, p. 236-255, mai 2013, doi: 10.1080/19401493.2012.671959.
- [29] R. M. Badreddine, « Gestion énergétique optimisée pour un bâtiment intelligent multi-sources multi-charges : différents principes de validations », Thèse : Génie Électrique, Université de Grenoble, 2012.
- [30] J. Arkhangelski, M. Abdou-Tankari, et G. Lefebvre, « Ancillary Services for Distribution Grid: Demand Response of Building Thermal Inertia case », in *2020 International*

- Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, juill. 2020, p. 1-5, doi: 10.1109/CISPSSE49931.2020.9212239.
- [31] M. Robillart, « Etude de stratégies de gestion en temps réel pour des bâtiments énergétiquement performants », Thèse : Énergétique, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2015.
- [32] C. Eid, E. Koliou, M. Valles, J. Reneses, et R. Hakvoort, « Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps », *Util. Policy*, vol. 40, p. 15-25, juin 2016, doi: 10.1016/j.jup.2016.04.001.
- [33] F. Harkouss, « Optimal design of net zero energy buildings under different climates », Thèse : Génie Mécanique, Université Côte d'Azur ; Université libanaise, 2018.
- [34] A. Ramos, C. De Jonghe, V. Gómez, et R. Belmans, « Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility », *Util. Policy*, vol. 40, p. 26-35, juin 2016, doi: 10.1016/j.jup.2016.03.006.
- [35] Y. Zhou, J. Wu, et C. Long, « Evaluation of peer-to-peer energy sharing mechanisms based on a multiagent simulation framework », *Appl. Energy*, vol. 222, p. 993-1022, juill. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.089.
- [36] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, et R. Hakvoort, « Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, p. 237-247, oct. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.008.
- [37] C. Zhang, J. Wu, Y. Zhou, M. Cheng, et C. Long, « Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid », *Appl. Energy*, vol. 220, n° C, p. 1-12, 2018, Consulté le: mars 22, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v220y2018icp1-12.html>.
- [38] C. Heinrich, C. Ziras, A. L. A. Syrri, et H. W. Bindner, « EcoGrid 2.0: A large-scale field trial of a local flexibility market », *Appl. Energy*, vol. 261, p. 114399, mars 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114399.
- [39] C. Long, J. Wu, Y. Zhou, et N. Jenkins, « Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community Microgrid », *Appl. Energy*, vol. 226, n° C, p. 261-276, 2018, Consulté le: mars 22, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v226y2018icp261-276.html>.
- [40] M. Khorasany, Y. Mishra, et G. Ledwich, « Market framework for local energy trading: a review of potential designs and market clearing approaches », *IET Gener. Transm. Amp Distrib.*, vol. 12, n° 22, p. 5899-5908, oct. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5309.
- [41] IEA, International Energy Agency, <https://www.iea.org/> (consulté le mars 22, 2020).
- [42] S. Golshannavaz, S. Afsharnia, et F. Aminifar, « Smart Distribution Grid: Optimal Day-Ahead Scheduling With Reconfigurable Topology », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, n° 5, p. 2402-2411, sept. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2335815.
- [43] E. Vanet, « Distributed intelligence and heterarchical approach of distributed balancing markets in smart grids », Thèse : Génie Électrique, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [44] C.-C. Lin, C.-H. Yang, et J. Z. Shyua, « A comparison of innovation policy in the smart grid industry across the pacific: China and the USA », *Energy Policy*, vol. 57, p. 119-132, juin 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.12.028.
- [45] P. Olivella-Rosell *et al.*, « Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources », *Appl. Energy*, vol. 210, p. 881-895, janv. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.136.
- [46] X. Jin, Q. Wu, et H. Jia, « Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods », *Appl. Energy*, vol. 261, p. 114387, mars 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114387.

- [47] R. G. Junker *et al.*, « Characterizing the energy flexibility of buildings and districts », *Appl. Energy*, vol. 225, p. 175-182, sept. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.037.
- [48] A. Remaci, C. Merlo, O. Curea, A. Hacala, et V. Guerre, « Renewable Electricity conversion and storage: Focus on Power to Gas process, EMR modelling and simulation », in *PCIM Europe 2016; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management*, mai 2016, p. 1-8, [En ligne]. Disponible sur: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7499606>.
- [49] J. Wu, J. Yan, H. Jia, N. Hatzigiorgiou, N. Djilali, et H. Sun, « Integrated Energy Systems », *Appl. Energy*, vol. 167, p. 155-157, avr. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.075.
- [50] S. Pfenninger, A. Hawkes, et J. Keirstead, « Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, p. 74-86, mai 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- [51] H. Abdi, S. D. Beigvand, et M. L. Scala, « A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, p. 742-766, mai 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.102.
- [52] R. Cailliere, « Mécanismes de négociation distribuée pour la gestion intelligente de l'énergie », Thèse : Informatique, Université de Lyon, 2017.
- [53] P. Siano, G. De Marco, A. Rolan, et V. Loia, « A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets », *IEEE Syst. J.*, p. 1-13, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2903172.
- [54] J. de Jong, A. Hassel, C. Egenhofer, J. Jansen, et Z. Xu, « Improving the Market for Flexibility in the Electricity Sector », Centre for European Policy Studies, 13093, oct. 2017. Consulté le: mars 23, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://ideas.repec.org/p/eps/cepswp/13093.html>.
- [55] Eurelectric, Powering People, <https://www.eurelectric.org/> (consulté le mars 24, 2020).
- [56] Y. Zhang, P. E. Campana, Y. Yang, B. Stridh, A. Lundblad, et J. Yan, « Energy flexibility from the consumer: Integrating local electricity and heat supplies in a building », *Appl. Energy*, vol. 223, n° C, p. 430-442, 2018, Consulté le: mars 24, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v223y2018icp430-442.html>.
- [57] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, et T. Green, « Operating principle of Soft Open Points for electrical distribution network operation », *Appl. Energy*, vol. 164, p. 245-257, févr. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.12.005.
- [58] H. Gerard, E. I. Rivero Puente, et D. Six, « Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework », *Util. Policy*, vol. 50, p. 40-48, févr. 2018, doi: 10.1016/j.jup.2017.09.011.
- [59] R. Henríquez, G. Wenzel, D. E. Olivares, et M. Negrete-Pincetic, « Participation of Demand Response Aggregators in Electricity Markets: Optimal Portfolio Management », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, n° 5, p. 4861-4871, sept. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2673783.
- [60] T. Jiang, Z. Li, X. Jin, H. Chen, X. Li, et Y. Mu, « Flexible operation of active distribution network using integrated smart buildings with heating, ventilation and air-conditioning systems », *Appl. Energy*, vol. 226, p. 181-196, sept. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.091.
- [61] H. Zhao, Q. Wu, S. Huang, H. Zhang, Y. Liu, et Y. Xue, « Hierarchical Control of Thermostatically Controlled Loads for Primary Frequency Support », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, n° 4, p. 2986-2998, juill. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2624509.

- [62] S. Hanif, T. Massier, H. B. Gooi, T. Hamacher, et T. Reindl, « Cost Optimal Integration of Flexible Buildings in Congested Distribution Grids », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, n° 3, p. 2254-2266, mai 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2605921.
- [63] X. Jin, J. Wu, Y. Mu, M. Wang, X. Xu, et H. Jia, « Hierarchical microgrid energy management in an office building », *Appl. Energy*, vol. 208, p. 480-494, déc. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.002.
- [64] C. Weber, « Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems », *Energy Policy*, vol. 38, n° 7, p. 3155-3163, juill. 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.040.
- [65] A. Roos, « Designing a joint market for procurement of transmission and distribution system services from demand flexibility », *Renew. Energy Focus*, vol. 21, p. 16-24, oct. 2017, doi: 10.1016/j.ref.2017.06.004.
- [66] P. Olivella-Rosell *et al.*, « Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level », *Energies*, vol. 11, n° 4, p. 822, avr. 2018, doi: 10.3390/en11040822.
- [67] S. S. Torbaghan *et al.*, « A market-based framework for demand side flexibility scheduling and dispatching », *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 14, p. 47-61, juin 2018, doi: 10.1016/j.segan.2018.03.003.
- [68] « LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*, août 17, 2015. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000031044385&categorieLien=id> (consulté le nov. 05, 2019).
- [69] « Décret n° 2016-704 du 30 mai 2016 relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000032610853/> (consulté le sept. 17, 2020).
- [70] « Rapport Valorisation Economique des Smart Grids, valorisation réalisée sur quelques cas réels d'investissement prévus au niveau d'un poste source », *Enedis, L'électricité en réseau*, 2017. https://www.enedis.fr/sites/default/files/Rapport_evaluation_eco_des_Smart_Grids.pdf.
- [71] « Code de l'énergie, Commission de Régulation de l'Energie », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?idArticle=%20LEGIARTI000023985701&idSectionTA=LEGISCTA000023985699&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20120406> (consulté le janv. 24, 2020).
- [72] « Services Système », *Enedis, L'électricité en réseau*. <https://www.enedis.fr/services-systeme> (consulté le janv. 20, 2020).
- [73] P. C. Kjaer, R. Larke, et G. C. Tarnowski, « Ancillary services provided from wind power plant augmented with energy storage », in *2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, Lille, France, sept. 2013, p. 1-7, doi: 10.1109/EPE.2013.6634654.
- [74] B. Kirby, « Ancillary Services: Technical and Commercial Insights ». Prepared For WARTSILA, juill. 2007, [En ligne]. Disponible sur: http://www.consultkirby.com/files/Ancillary_Services_-_Technical_And_Commercial_Insights_EXT_.pdf.

- [75] « Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT », *Enedis, L'électricité en réseau*. https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RES_43E.pdf (consulté le janv. 24, 2020).
- [76] W.-W. Kim, J.-S. Shin, et J.-O. Kim, « Operation Strategy of Multi-Energy Storage System for Ancillary Services », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, n° 6, p. 4409-4417, nov. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2665669.
- [77] A. M. bel, A. Aldik, A. T. Al-Awami, et F. Alismail, « Fuzzy Optimization-based Sizing of a Battery Energy Storage System for Participating in Ancillary Services Markets », in *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Portland, OR, sept. 2018, p. 1-7, doi: 10.1109/IAS.2018.8544661.
- [78] A. Sinha et M. De, « Load shifting technique for reduction of peak generation capacity requirement in smart grid », in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Delhi, India, juill. 2016, p. 1-5, doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853528.
- [79] J. Arkhangelski, M. Abdou-Tankari, G. Lefebvre, P. Roncero-Sanchez, et E. J. Molina-Martinez, « Grid Synchronization and Injection Control of HRES Power Generation », in *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Paris, oct. 2018, p. 1276-1281, doi: 10.1109/ICRERA.2018.8567003.
- [80] X. Tan, Y. Wu, et D. H. K. Tsang, « Pareto Optimal Operation of Distributed Battery Energy Storage Systems for Energy Arbitrage under Dynamic Pricing », *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 27, n° 7, p. 2103-2115, juill. 2016, doi: 10.1109/TPDS.2015.2478785.
- [81] M. U. Hashmi, W. Labidi, A. Busic, S.-E. Elayoubi, et T. Chahed, « Long-Term Revenue Estimation for Battery Performing Arbitrage and Ancillary Services », in *2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Aalborg, oct. 2018, p. 1-7, doi: 10.1109/SmartGridComm.2018.8587562.
- [82] A. Gonzalez-Garrido, A. Saez-de-Ibarra, H. Gaztanaga, A. Milo, et P. Eguia, « Comparison of market operation strategies for photovoltaic power plants with storage systems providing frequency ancillary services », in *2018 Thirteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, avr. 2018, p. 1-8, doi: 10.1109/EVER.2018.8362386.
- [83] C. Goebel, V. Cheng, et H.-A. Jacobsen, « Profitability of Residential Battery Energy Storage Combined with Solar Photovoltaics », *Energies*, vol. 10, n° 7, p. 976, juill. 2017, doi: 10.3390/en10070976.
- [84] J. Arkhangelski, A.-T. Mahamadou, P. Siano, et G. Lefebvre, « Evaluating Residential Battery Energy Storage Systems for Up and Down-Regulation », in *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Madrid, Spain, juin 2020, p. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160750.
- [85] « Basic principles of ancillary service products, Product description – valid from 1st November 2019 », *Swissgrid Ltd*. <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/as-documents/D191028-AS-Products-V12-en.pdf> (consulté le janv. 17, 2020).

- [86] R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R. Polito, et M. Rebolini, « Large-Scale Electrochemical Energy Storage in High Voltage Grids: Overview of the Italian Experience », *Energies*, vol. 10, n° 1, p. 108, janv. 2017, doi: 10.3390/en10010108.
- [87] B. Liu, Z. Han, L. Shao, L. Xie, et P. Wang, « An Overview of Ancillary Service Development in China: Status, Problems and Countermeasures », in *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, oct. 2018, p. 1-6, doi: 10.1109/EI2.2018.8582669.
- [88] B. Olek, « Deployment of energy storages for ancillary services », in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, Krakow, Poland, mai 2014, p. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2014.6861271.
- [89] Yanzhang Sun, Zesen Li, et Min Wu, « The research on the cost compensation mechanism of the electric ancillary service under the new electricity reform », in *2017 International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*, Singapore, mars 2017, p. 74-79, doi: 10.1109/ICGEA.2017.7925458.
- [90] Jilei Ye, Jinhua Xue, Bingyu Sang, Dan Lu, et Haoming Liu, « Economic value and government compensation calculative method of energy storage system », in *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, Hefei, mai 2016, p. 536-540, doi: 10.1109/IPEMC.2016.7512343.
- [91] L. Chen, T. Wu, et X. Xu, « Optimal Configuration of Different Energy Storage Batteries for Providing Auxiliary Service and Economic Revenue », *Appl. Sci.*, vol. 8, n° 12, p. 2633, déc. 2018, doi: 10.3390/app8122633.
- [92] Q. Jiang, O. Béthoux, F. Ossart, E. Berthelot, et C. Marchand, « A comparison of real-time energy management strategies of FC/SC hybrid power source: Statistical analysis using random cycles », *Int. J. Hydrog. Energy*, juill. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.003.
- [93] C. Haritza, C. Octavian, E. Aitor, L. Alvaro, et H. P. Amélie, « Research experimental platforms to study microgrids issues », *Int. J. Interact. Des. Manuf. IJIDeM*, vol. 10, n° 1, p. 59-71, févr. 2016, doi: 10.1007/s12008-015-0288-x.
- [94] J. Dehler *et al.*, « Self-Consumption of Electricity from Renewable Sources », in *Europe's Energy Transition - Insights for Policy Making*, Elsevier, 2017, p. 225-236.
- [95] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, et J. Palm, « Photovoltaic self-consumption in buildings: A review », *Appl. Energy*, vol. 142, p. 80-94, mars 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [96] « Article L315-1 - Code de l'énergie », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369917 (consulté le oct. 13, 2020).
- [97] J. Leenheer, M. de Nooij, et O. Sheikh, « Own power: Motives of having electricity without the energy company », *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, p. 5621-5629, sept. 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.04.037.
- [98] J. Keirstead, « Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector », *Energy Policy*, vol. 35, n° 8, p. 4128-4141, août 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2007.02.019.
- [99] P. Palensky et D. Dietrich, « Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads », *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 7, n° 3, p. 381-388, août 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2158841.

- [100] D. Parra, G. S. Walker, et M. Gillott, « Modeling of PV generation, battery and hydrogen storage to investigate the benefits of energy storage for single dwelling », *Sustain. Cities Soc.*, vol. 10, p. 1-10, févr. 2014, doi: 10.1016/j.scs.2013.04.006.
- [101] J. Li et M. A. Danzer, « Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems », *J. Power Sources*, vol. 258, p. 365-373, juill. 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.
- [102] J. Weniger, T. Tjaden, et V. Quaschnig, « Sizing of Residential PV Battery Systems », *Energy Procedia*, vol. 46, p. 78-87, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.160.
- [103] H. J. J. Yu, « A prospective economic assessment of residential PV self-consumption with batteries and its systemic effects: The French case in 2030 », *Energy Policy*, vol. 113, p. Pages 673-687, nov. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.11.005.
- [104] M. Schreiber et P. Hochloff, « Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems », in *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, juill. 2013, p. 1-5, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672200.
- [105] « Renewable energy directive », *Energy - European Commission*, janv. 06, 2020. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive> (consulté le mars 04, 2020).
- [106] D. Frieden, J. Roberts, et A. F. Gubina, « Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe », in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, sept. 2019, p. 1-6, doi: 10.1109/EEM.2019.8916222.
- [107] A. T. Dorian Frieden, S. d'Herbement Josh Roberts, et Andrej Gubina, « Collective self-consumption and energy communities : Overview of emerging regulatory approaches in Europe ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.compile-project.eu/wp-content/uploads/COMPILE_Collective_self-consumption_EU_review_june_2019_FINAL-1.pdf.
- [108] « Directive (UE) n° 2019/944 du 05/06/19 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE », *Ministère de la Transition écologique et solidaire*. https://aida.ineris.fr/consultation_document/42215 (consulté le oct. 13, 2020).
- [109] « LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat », *Legifrance.gouv.fr*, *Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000039355955/> (consulté le oct. 13, 2020).
- [110] « EIWOG – Politiques », *IEA Policies Database*. <https://www.iea.org/policies/3901-eiwog> (consulté le sept. 24, 2020).
- [111] « Integrated National Energy ... - Austria - Climate Change Laws of the World », *LSE - Climate Change Laws of the World*. <https://climate-laws.org/geographies/austria/policies/integrated-national-energy-and-climate-plan-for-austria> (consulté le sept. 24, 2020).
- [112] « Décret modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable », *Wallonie*. <https://wallex.wallonie.be/contents/acts/19/19007/1.html> (consulté le sept. 24, 2020).

- [113] « Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEGFörderung. », *Hinweis 2017/320 Bundesnetzagentur* (2017). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mieterstrom/Hinweis_Mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (consulté le sept. 24, 2020).
- [114] Riigi Teataja -, « Electricity Market Act », *Estonian Parliament (Riigikogu)* (2019). https://www.riigiteataja.ee/en/compare_wordings?grupild=100044&vasakAktId=530072018005 (consulté le sept. 24, 2020).
- [115] BOE.es, Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, « Documento BOE-A-2019-5089 : Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. » https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089 (consulté le sept. 24, 2020).
- [116] « Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*, avr. 28, 2017. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000034517272&categorieLien=id> (consulté le mars 04, 2020).
- [117] « Δημοσιεύθηκε ο Νόμος 4513/2018 για τις Ενεργειακές Κοινότητες », *Lawspot*, janv. 23, 2018. <https://www.lawspot.gr/node/256415> (consulté le sept. 24, 2020).
- [118] « Projet de loi n°7266 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. (5022NHO) », *Ministre de l'Economie*. https://www.cc.lu/uploads/tx_userccavis/5022NHO_Marche_electricite.pdf.
- [119] « Slovenia Net-Metering System (Uredbo o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije) – Policies », *IEA*. <https://www.iea.org/policies/5958-slovenia-net-metering-system-uredbo-o-samooskrbi-z-elektricno-energijo-iz-obnovljivih-virov-energije> (consulté le sept. 24, 2020).
- [120] « RS 730.0 Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) », *L'Assemblée fédérale de la Confédération suisse*. <https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20121295/index.html> (consulté le sept. 24, 2020).
- [121] « Chapitre V : L'autoconsommation (Articles L315-1 à L315-8) », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000032939883/2020-10-13 (consulté le oct. 13, 2020).
- [122] « PACTE, le plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises », *Gouvernement.fr*. <https://www.gouvernement.fr/action/pacte-le-plan-d-action-pour-la-croissance-et-la-transformation-des-entreprises> (consulté le mai 13, 2020).
- [123] « Arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000039417566/> (consulté le oct. 13, 2020).
- [124] « Article L315-6 - Code de l'énergie - Légifrance », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369894 (consulté le oct. 13, 2020).

- [125] « Autoconsommation », *Commission de régulation de l'énergie*. <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/Autoconsommation> (consulté le mars 03, 2020).
- [126] « Article L315-4 - Code de l'énergie - Légifrance », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369897 (consulté le oct. 13, 2020).
- [127] « Article L315-5 - Code de l'énergie - Légifrance », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034095202 (consulté le oct. 13, 2020).
- [128] « Article L315-7 - Code de l'énergie - Légifrance », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369891 (consulté le oct. 13, 2020).
- [129] « LOI n° 2019-486 du 22 mai 2019 relative à la croissance et la transformation des entreprises (1) - Légifrance », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000038496102/> (consulté le oct. 13, 2020).
- [130] « Délibération n° 2018-115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037257966/> (consulté le oct. 13, 2020).
- [131] E. M. Gui, I. MacGill, et R. Betz, « Community Microgrid Investment Planning: A Conceptual Framework », in *2018 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, sept. 2018, p. 1-5, doi: 10.1109/ISC2.2018.8656707.
- [132] J. Eto *et al.*, « Overview of the CERTS Microgrid laboratory Test Bed », in *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, juill. 2009, p. 1-1, [En ligne]. Disponible sur: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5211205>.
- [133] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, et C. Marnay, « Microgrids », *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, n° 4, p. 78-94, juill. 2007, doi: 10.1109/MPAE.2007.376583.
- [134] « 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces ». <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html> (consulté le avr. 11, 2020).
- [135] J. Arkhangelski, P. Roncero-Sánchez, M. Abdou-Tankari, E. J. Molina, et G. Lefebvre, « HRES Power Generation: the Power Injection Control and the Grid Synchronization Cases », *Int. J. Renew. Energy Res.-IJRER*, vol. 9, n° 2, p. 8, 2019, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/9050/pdf>.
- [136] J. Arkhangelski, P. Roncero-Sánchez, M. Abdou-Tankari, J. Vázquez, et G. Lefebvre, « Control and Restrictions of a Hybrid Renewable Energy System Connected to the Grid: A Battery and Supercapacitor Storage Case », *Energies*, vol. 12, n° 14, p. 2776, juill. 2019, doi: 10.3390/en12142776.

- [137] Z. Chen, A. Luo, H. Wang, Y. Chen, M. Li, et Y. Huang, « Adaptive sliding-mode voltage control for inverter operating in islanded mode in microgrid », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 66, p. 133-143, mars 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.10.054.
- [138] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García, et R. Gumara-Ferret, « Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP », *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, p. 314-322, déc. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.07.053.
- [139] A. Chabaud, « Micro-réseau intelligent pour la gestion des ressources énergétiques », Thèse : Automatique, Université de Perpignan Via Domitia, 2014.
- [140] S. Liu, F. Chen, L. Shen, Y. Hu, et Y. Ding, « A high-performance local energy trading cyber-physical system based on blockchain technology », *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 227, p. 032009, mars 2019, doi: 10.1088/1755-1315/227/3/032009.
- [141] F. team, « Energy communities: an overview of energy and social innovation », *EU Science Hub - European Commission*, févr. 20, 2020. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/energy-communities-overview-energy-and-social-innovation> (consulté le sept. 25, 2020).
- [142] Y. Wang, Q. Chen, et C. Kang, *Smart Meter Data Analytics: Electricity Consumer Behavior Modeling, Aggregation, and Forecasting*. Singapore: Springer Singapore, 2020.
- [143] « Linky, le compteur communicant | Enedis », *Enedis, L'électricité en réseau*. <https://www.enedis.fr/linky-compteur-communicant> (consulté le nov. 09, 2020).
- [144] « Le service INFO-ÉNERGIE - Le compteur Linky », *Site REGIONAL EIE AURA*. http://www.infoenergie69-grandlyon.org/wp-content/uploads/sites/68/2018/03/fiche_linky_info-energie_rhone-alpes.pdf (consulté le nov. 09, 2020).
- [145] Y. Kabalci, « A survey on smart metering and smart grid communication », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, p. 302-318, mai 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.114.
- [146] J. Hu, G. Yang, K. Kok, Y. Xue, et H. W. Bindner, « Transactive control: a framework for operating power systems characterized by high penetration of distributed energy resources », *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, n° 3, p. 451-464, mai 2017, doi: 10.1007/s40565-016-0228-1.
- [147] F. Issi et O. Kaplan, « The Determination of Load Profiles and Power Consumptions of Home Appliances », *Energies*, vol. 11, n° 3, Art. n° 3, mars 2018, doi: 10.3390/en11030607.
- [148] M. Rodríguez Fernández, I. González Alonso, et E. Zalama Casanova, « Online identification of appliances from power consumption data collected by smart meters », *Pattern Anal. Appl.*, vol. 19, n° 2, p. 463-473, mai 2016, doi: 10.1007/s10044-015-0487-x.
- [149] F. Rodrigues, C. Cardeira, et J. M. F. Calado, « The Daily and Hourly Energy Consumption and Load Forecasting Using Artificial Neural Network Method: A Case Study Using a Set of 93 Households in Portugal », *Energy Procedia*, vol. 62, p. 220-229, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.12.383.
- [150] B. Francois et D. Abbes, « Energy management under uncertainty », p. 48.
- [151] J. Ma et X. Ma, « A review of forecasting algorithms and energy management strategies for microgrids », *Syst. Sci. Control Eng.*, vol. 6, n° 1, p. 237-248, janv. 2018, doi: 10.1080/21642583.2018.1480979.

- [152] X. Yan, « Gestion énergétique sous incertitude : Application à la planification et à l'allocation de réserve dans un micro réseau électrique urbain comportant des générateurs photovoltaïques actifs et du stockage », phdthesis, Ecole Centrale de Lille, 2017.
- [153] M. Q. Raza et A. Khosravi, « A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, p. 1352-1372, oct. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.065.
- [154] L. Dufour, « Contribution à la mise au point d'un pilotage énergétique décentralisé par prédiction », Thèse : Sciences de l'ingénieur, Ecole des Mines d'Albi-Carmaux, 2017.
- [155] S. Saad, F. Ossart, J. Bignon, E. Sourdille, et H. Gance, « Global sensitivity analysis applied to traffic rescheduling in case of power shortage », *Int. J. Transp. Dev. Integr.*, vol. 2, n° 3, p. 271-283, janv. 2017, doi: 10.2495/TDI-V2-N3-271-283.
- [156] A. Dridi, H. Mounghla, H. Afifi, J. Badosa, F. Ossart, et A. E. Kamal, « Machine Learning Application to Priority Scheduling in Smart Microgrids », in *2020 International Wireless Communications and Mobile Computing (IWCMC)*, juin 2020, p. 1695-1700, doi: 10.1109/IWCMC48107.2020.9148096.
- [157] A. Daraeepour et D. P. Echeverri, « Day-ahead wind speed prediction by a Neural Network-based model », in *ISGT 2014*, Washington, DC, USA, févr. 2014, p. 1-5, doi: 10.1109/ISGT.2014.6816441.
- [158] T. Vogt, D. Weber, O. Wallscheid, et J. Bocker, « Prediction of residual power peaks in industrial microgrids using artificial neural networks », in *2017 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, Anchorage, AK, USA, mai 2017, p. 3228-3235, doi: 10.1109/IJCNN.2017.7966259.
- [159] N. Amjady, F. Keynia, et H. Zareipour, « Short-Term Load Forecast of Microgrids by a New Bilevel Prediction Strategy », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, n° 3, p. 286-294, déc. 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2078842.
- [160] G. Qiu, J. Liu, Y. Liu, T. Liu, et G. Mu, « Ensemble Learning for Power Systems TTC Prediction With Wind Farms », *IEEE Access*, vol. 7, p. 16572-16583, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2896198.
- [161] D. Ali, M. Yohanna, M. I. Puwu, et B. M. Garkida, « Long-term load forecast modelling using a fuzzy logic approach », *Pac. Sci. Rev. Nat. Sci. Eng.*, vol. 18, n° 2, p. 123-127, juill. 2016, doi: 10.1016/j.psra.2016.09.011.
- [162] P. P. Biswas, P. N. Suganthan, et G. A. J. Amaratunga, « Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power », *Energy Convers. Manag.*, vol. 148, p. 1194-1207, sept. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.06.071.
- [163] H. Chitsaz, H. Shaker, H. Zareipour, D. Wood, et N. Amjady, « Short-term Electricity Load Forecasting of Buildings in Microgrids », *Energy Build.*, vol. 99, avr. 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.04.011.
- [164] S. Zheng, Q. Zhong, L. Peng, et X. Chai, « A Simple Method of Residential Electricity Load Forecasting by Improved Bayesian Neural Networks », *Math. Probl. Eng.*, vol. 2018, p. 1-16, sept. 2018, doi: 10.1155/2018/4276176.
- [165] B. Donnot, « Deep learning methods for predicting flows in power grids : novel architectures and algorithms », Thèse : Machine Learning, Université Paris Saclay (COMUE), 2019.
- [166] E. Corsetti, A. Guagliardi, et C. Sandroni, « Recurrent neural networks for very short term energy resource planning in a microgrid », in *Mediterranean Conference on Power*

- Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*, Belgrade, Serbia, 2016, p. 8 (9 .)-8 (9 .), doi: 10.1049/cp.2016.0997.
- [167] W. He, « Load Forecasting via Deep Neural Networks », *Procedia Comput. Sci.*, vol. 122, p. 308-314, 2017, doi: 10.1016/j.procs.2017.11.374.
- [168] A. Rahman, V. Srikumar, et A. D. Smith, « Predicting electricity consumption for commercial and residential buildings using deep recurrent neural networks », *Appl. Energy*, vol. 212, p. 372-385, févr. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.051.
- [169] D. L. Marino, K. Amarasinghe, et M. Manic, « Building energy load forecasting using Deep Neural Networks », in *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Florence, Italy, oct. 2016, p. 7046-7051, doi: 10.1109/IECON.2016.7793413.
- [170] J. Arkhangelski, M. Abdou-Tankari, et G. Lefebvre, « Data forecasting for Optimized Urban Microgrid Energy Management », in *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Genova, Italy, juin 2019, p. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783853.
- [171] S. Alam, « Recurrent neural networks in electricity load forecasting », 2018, Consulté le: janv. 20, 2019. [En ligne]. Disponible sur: <https://pdfs.semanticscholar.org/d6fa/f3f8c760a0e8a796bc6ab7dda847b83ca45d.pdf>.
- [172] « Classification with Neural Networks: Is it the Right Choice? - MissingLink », *MissingLink.ai*. <https://missinglink.ai/guides/neural-network-concepts/recurrent-neural-network-glossary-uses-types-basic-structure/> (consulté le avr. 04, 2020).
- [173] C. Nichiforov, G. Stamatescu, I. Stamatescu, V. Calofir, I. Fagarasan, et S. S. Iliescu, « Deep Learning Techniques for Load Forecasting in Large Commercial Buildings », in *2018 22nd International Conference on System Theory, Control and Computing (ICSTCC)*, oct. 2018, p. 492-497, doi: 10.1109/ICSTCC.2018.8540768.
- [174] V. Radziukynas et I. Radziukyniene, « Optimization Methods Application to Optimal Power Flow in Electric Power Systems », in *Optimization in the Energy Industry*, J. Kallrath, P. M. Pardalos, S. Rebennack, et M. Scheidt, Éd. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2009, p. 409-436.
- [175] S. Frank, I. Steponavice, et S. Rebennack, « Optimal power flow: a bibliographic survey I: Formulations and deterministic methods », *Energy Syst.*, vol. 3, n° 3, p. 221-258, sept. 2012, doi: 10.1007/s12667-012-0056-y.
- [176] R. A. El-Sehiemy, A. M. Shaheen, et S. M. Farrag, « Solving multi-objective optimal power flow problem via forced initialised differential evolution algorithm », *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, n° 7, p. 1634-1647, mai 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0892.
- [177] T. Niknam, M. R. Narimani, et M. Jabbari, « Dynamic optimal power flow using hybrid particle swarm optimization and simulated annealing: DYNAMIC OPF USING HPSO AND SA », *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 23, n° 7, p. 975-1001, oct. 2013, doi: 10.1002/etep.1633.
- [178] D. Gan, R. J. Thomas, et R. D. Zimmerman, « Stability-constrained optimal power flow », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, n° 2, p. 535-540, mai 2000, doi: 10.1109/59.867137.
- [179] R. Madani, M. Ashraphijuo, et J. Lavaei, « Promises of Conic Relaxation for Contingency-Constrained Optimal Power Flow Problem », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n° 2, p. 1297-1307, mars 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2411391.

- [180] A. Vaccaro et C. A. Canizares, « An Affine Arithmetic-Based Framework for Uncertain Power Flow and Optimal Power Flow Studies », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, n° 1, p. 274-288, janv. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2565563.
- [181] M. Gulin, J. Matusko, et M. Vasak, « Stochastic model predictive control for optimal economic operation of a residential DC microgrid », in *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Seville, mars 2015, p. 505-510, doi: 10.1109/ICIT.2015.7125149.
- [182] J. Gong, D. Xie, C. Jiang, et Y. Zhang, « A New Solution for Stochastic Optimal Power Flow: Combining Limit Relaxation with Iterative Learning Control », *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 9, n° 1, p. 80-89, janv. 2014, doi: 10.5370/JEET.2014.9.1.080.
- [183] P. Siano et G. Mokryani, « Probabilistic Assessment of the Impact of Wind Energy Integration Into Distribution Networks », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n° 4, p. 4209-4217, nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2270378.
- [184] D. Ke, C. Y. Chung, et Y. Sun, « A Novel Probabilistic Optimal Power Flow Model With Uncertain Wind Power Generation Described by Customized Gaussian Mixture Model », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, n° 1, p. 200-212, janv. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2489201.
- [185] A. Piccolo, P. Siano, et G. Mokryani, « Combined Monte Carlo simulation and OPF to evaluate the market impact of wind energy », in *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, Cagliari, Italy, 2012, p. 39-39, doi: 10.1049/cp.2012.2022.
- [186] B. Zou et Q. Xiao, « Solving Probabilistic Optimal Power Flow Problem Using Quasi Monte Carlo Method and Ninth-Order Polynomial Normal Transformation », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n° 1, p. 300-306, janv. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278986.
- [187] C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, C. Lindsay Anderson, et R. J. Thomas, « Secure Planning and Operations of Systems With Stochastic Sources, Energy Storage, and Active Demand », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, n° 4, p. 2220-2229, déc. 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2281001.
- [188] A. Schellenberg, W. Rosehart, et J. Aguado, « Cumulant-Based Probabilistic Optimal Power Flow (P-OPF) With Gaussian and Gamma Distributions », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, n° 2, p. 773-781, mai 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846184.
- [189] R. Bo, F. Li, et K. Tomsovic, « Prediction of critical load levels for AC optimal power flow dispatch model », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, n° 1, p. 635-643, nov. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.04.035.
- [190] O. D. Montoya, W. Gil-Gonzalez, et A. Garces, « Optimal Power Flow on DC Microgrids: A Quadratic Convex Approximation », *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 66, n° 6, p. 1018-1022, juin 2019, doi: 10.1109/TCSII.2018.2871432.
- [191] J. Li, F. Liu, Z. Wang, S. H. Low, et S. Mei, « Optimal Power Flow in Stand-Alone DC Microgrids », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n° 5, p. 5496-5506, sept. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2801280.
- [192] V. Salehi, A. Mohamed, et O. A. Mohammed, « Implementation of real-time optimal power flow management system on hybrid AC/DC smart microgrid », in *2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Las Vegas, NV, USA, oct. 2012, p. 1-8, doi: 10.1109/IAS.2012.6374113.
- [193] J. Ma, L. Yuan, Z. Zhao, et F. He, « Transmission Loss Optimization-Based Optimal Power Flow Strategy by Hierarchical Control for DC Microgrids », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, n° 3, p. 1952-1963, mars 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2561301.

- [194] J. Liang, G. K. Venayagamoorthy, et R. G. Harley, « Wide-Area Measurement Based Dynamic Stochastic Optimal Power Flow Control for Smart Grids With High Variability and Uncertainty », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, n° 1, p. 59-69, mars 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2174068.
- [195] S. Xia, X. Luo, K. W. Chan, M. Zhou, et G. Li, « Probabilistic Transient Stability Constrained Optimal Power Flow for Power Systems With Multiple Correlated Uncertain Wind Generations », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, n° 3, p. 1133-1144, juill. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2520481.
- [196] T. Erseghe et S. Tomasin, « Power Flow Optimization for Smart Microgrids by SDP Relaxation on Linear Networks », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, n° 2, p. 751-762, juin 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2222677.
- [197] A. Zakariazadeh, S. Jadid, et P. Siano, « Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, p. 523-533, déc. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.037.
- [198] F. Capitanescu, « Critical review of recent advances and further developments needed in AC optimal power flow », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, p. 57-68, juill. 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.02.008.
- [199] H. Colin, C. Duvauchelle, G. Moine, Y. Tanguy, B. Gaiddon, et T. Tran-Quoc, « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension », *ADEME*, p. 64, 2010, [En ligne]. Disponible sur: https://www.photovoltaique.info/media/filer_public/c8/ed/c8ed323f-85b4-491b-8823-e39d4466484d/esprit_raccordement_des_centrales_pv_au_rpd_bt_en_france.pdf.
- [200] R. Rigo-Mariani, « Méthodes de conception intégrée "dimensionnement-gestion" par optimisation d'un micro-réseau avec stockage », Thèse : Génie Électrique, 2014.
- [201] K. Hajar, « Coopérative énergétique intelligente », Thèse : Automatique - Productique, Université de technologie et des sciences appliquées Libano-française, 2017.
- [202] J. Zhu, « Modeling and optimizing comfort and energy efficiency in smart homes », Thèse : Informatique, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2015.
- [203] B. Heymann, « Mathematical contributions for the optimization and regulation of electricity production », Thèse : Mathématiques Appliquées, Université Paris Saclay, 2016.
- [204] A. Lefort, « A smart grid ready building energy management system based on a hierarchical model predictive control. », Thèse : Automatique, Supélec, 2014.
- [205] O. Beaudé, « Modélisation et optimisation de l'interaction entre véhicules électriques et réseaux d'électricité : apport de la théorie des jeux », Thèse : Réseaux, Information et Communications, Université Paris-Saclay, 2015.
- [206] Q. Jiang, « Gestion énergétique de véhicules hybrides par commande optimale stochastique », Thèse : Génie Électrique, Université Paris Saclay (COMUE), 2017.
- [207] V. I. Agoshko et J.-P. Puel, *MATHEMATICAL MODELS OF LIFE SUPPORT SYSTEMS - Volume II*. EOLSS Publications, 2009.
- [208] M. H. Le, « Prise en compte des incertitudes de prédiction dans la gestion des flux d'énergie dans l'habitat », Thèse : Automatique - Productique, Université de Grenoble, 2011.
- [209] L. Trigueiro dos Santos, « Contribution on the day-ahead and operational optimization for DC microgrid building-integrated », Thèse : Génie Électrique, Compiègne, 2017.

- [210] P. Belotti, C. Kirches, S. Leyffer, J. Linderoth, J. Luedtke, et A. Mahajan, « Mixed-integer nonlinear optimization », *Acta Numer.*, vol. 22, p. 1-131, mai 2013, doi: 10.1017/S0962492913000032.
- [211] S. Touré, « Optimisation des réseaux : « réseau actif et flexible » », Thèse : Génie Électrique, Université de Grenoble, 2014.
- [212] M. A. Jirdehi, V. S. Tabar, S. Ghassemzadeh, et S. Tohidi, « Different aspects of microgrid management: A comprehensive review », *J. Energy Storage*, vol. 30, p. 101457, août 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101457.
- [213] N. V. Sahinidis, « Mixed-integer nonlinear programming 2018 », *Optim. Eng.*, vol. 20, n° 2, p. 301-306, juin 2019, doi: 10.1007/s11081-019-09438-1.
- [214] K. Salameh, « Digital Ecosystem for Better Management of Power Systems: An Application on Microgrids », Thèse : Informatique, Université de Pau et des pays de l'Adour ; Universidad del País Vasco. Facultad de ciencias, 2017.
- [215] M. Apostolou, « Méthodologie pour la conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains intégrés », Thèse : Énergétique et Procédés, Université Paris sciences et lettres, 2018.
- [216] J. Kronqvist, D. E. Bernal, A. Lundell, et I. E. Grossmann, « A review and comparison of solvers for convex MINLP », *Optim. Eng.*, vol. 20, n° 2, p. 397-455, juin 2019, doi: 10.1007/s11081-018-9411-8.
- [217] C. D. Maranas et C. A. Floudas, « Finding all solutions of nonlinearly constrained systems of equations », *J. Glob. Optim.*, vol. 7, n° 2, p. 143-182, sept. 1995, doi: 10.1007/BF01097059.
- [218] P.-C. Wang, J.-F. Tsai, W.-N. Ma, et C.-C. Lee, « An efficient global optimization approach for solving mixed-integer nonlinear programming problems », in *The 40th International Conference on Computers & Industrial Engineering*, Awaji City, Japan, juill. 2010, p. 1-4, doi: 10.1109/ICCIE.2010.5668338.
- [219] Y. Wang, K. Zhang, et Y. Gao, « Global optimization of generalized geometric programming », *Comput. Math. Appl.*, vol. 48, n° 10, p. 1505-1516, nov. 2004, doi: 10.1016/j.camwa.2004.07.008.
- [220] B. Han et Y. Yang, « An Approximate Algorithm for the Mixed Integer Nonlinear Programming », in *2012 Fifth International Joint Conference on Computational Sciences and Optimization*, Harbin, Heilongjiang, China, juin 2012, p. 433-437, doi: 10.1109/CSO.2012.101.
- [221] J. P. S. Catalao, H. M. I. Pousinho, et V. M. F. Mendes, « Mixed-Integer Nonlinear Programming Approach for Short-Term Hydro Scheduling », *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 8, n° 6, p. 658-663, déc. 2010, doi: 10.1109/TLA.2010.5688092.
- [222] S. Vlahinić, D. Franković, V. Komen, et A. Antonić, « Reactive Power Compensation with PV Inverters for System Loss Reduction », *Energies*, vol. 12, n° 21, Art. n° 21, janv. 2019, doi: 10.3390/en12214062.
- [223] Rui Bo et Fangxing Li, « Impact of load forecast uncertainty on LMP », in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Seattle, WA, USA, mars 2009, p. 1-6, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840215.
- [224] S. Bresler, P. Centolella, S. Covino, et P. Sotkiewicz, « Smarter Demand Response in RTO Markets », in *Energy Efficiency*, Elsevier, 2013, p. 419-442.
- [225] J.-B. Park, J.-W. Lee, H.-H. Kim, W. Kim, et K. Y. Lee, « Locational Marginal Price with Demand-Side Bidding in a Competitive Electricity Market », *IFAC Proc. Vol.*, vol. 42, n° 9, p. 104-106, 2009, doi: 10.3182/20090705-4-SF-2005.00020.

- [226] D.-H. Choi et L. Xie, « Impact of power system network topology errors on real-time locational marginal price », *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, n° 5, p. 797-809, sept. 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0280-5.
- [227] S. Nematshahi et H. Rajabi Mashhadi, « Application of Distribution Locational Marginal Price in optimal simultaneous distributed generation placement and sizing in electricity distribution networks », *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, n° 5, p. e2837, mai 2019, doi: 10.1002/2050-7038.2837.
- [228] W.-C. Chu, Y.-P. Chen, Z.-W. Xu, et W.-J. Lee, « Multiregion Short-Term Load Forecasting in Consideration of HI and Load/Weather Diversity », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, n° 1, p. 232-237, janv. 2011, doi: 10.1109/TIA.2010.2090440.
- [229] S. Ruzic, A. Vuckovic, et N. Nikolic, « Weather sensitive method for short term load forecasting in Electric Power Utility of Serbia », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, n° 4, p. 1581-1586, nov. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.811172.
- [230] J. Buire, « Intégration des incertitudes liées aux prévisions de consommation et production à la gestion prévisionnelle d'un réseau de distribution », phdthesis, Ecole Centrale de Lille, 2018.
- [231] B. Celik, « Coordination mechanisms for smart homes electric energy management through distributed resource scheduling with demand response programs », Thèse : Génie Électrique, Université Bourgogne Franche-Comté, 2017.
- [232] « Multistage Artificial Neural Network Short-Term Load Forecasting Engine With Front-End Weather Forecast - IEEE Journals & Magazine ». <https://ieeexplore.ieee.org/document/4385003> (consulté le avr. 05, 2020).
- [233] M. A. Ortega-Vazquez et D. S. Kirschen, « Economic impact assessment of load forecast errors considering the cost of interruptions », in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, juin 2006, p. 8 pp.-, doi: 10.1109/PES.2006.1709231.
- [234] B. F. Hobbs, S. Jitprapaikulsarn, S. Konda, V. Chankong, K. A. Loparo, et D. J. Maratukulam, « Analysis of the value for unit commitment of improved load forecasts », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, n° 4, p. 1342-1348, nov. 1999, doi: 10.1109/59.801894.
- [235] D. K. Ranaweera, G. G. Karady, et R. G. Farmer, « Economic impact analysis of load forecasting », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, n° 3, p. 1388-1392, août 1997, doi: 10.1109/59.630486.
- [236] S. S. Reddy, « Optimal power flow with renewable energy resources including storage », *Electr. Eng.*, vol. 99, n° 2, p. 685-695, juin 2017, doi: 10.1007/s00202-016-0402-5.
- [237] P. Giordani et P. Soderlind, « Inflation forecast uncertainty », *Eur. Econ. Rev.*, p. 23, 2003, doi: [https://doi.org/10.1016/S0014-2921\(02\)00236-2](https://doi.org/10.1016/S0014-2921(02)00236-2).
- [238] N. Nikmehr et S. Najafi Ravadanegh, « Reliability evaluation of multi-microgrids considering optimal operation of small scale energy zones under load-generation uncertainties », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, p. 80-87, juin 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.094.
- [239] S. Liu, P. X. Liu, X. Wang, Z. Wang, et W. Meng, « Effects of correlated photovoltaic power and load uncertainties on grid-connected microgrid day-ahead scheduling », *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, n° 14, p. 3620-3627, sept. 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0427.
- [240] A. M. Johansen, « Markov Chain Monte Carlo », in *International Encyclopedia of Education (Third Edition)*, P. Peterson, E. Baker, et B. McGaw, Éd. Oxford: Elsevier, 2010, p. 245-252.

- [241] R. F. W. Coates, G. J. Janacek, et K. V. Lever, « Monte Carlo simulation and random number generation », *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 6, n° 1, p. 58-66, janv. 1988, doi: 10.1109/49.192730.
- [242] S. Chib, « Monte Carlo Methods and Bayesian Computation: Overview », in *International Encyclopedia of the Social & Behavioral Sciences*, N. J. Smelser et P. B. Baltes, Éd. Oxford: Pergamon, 2001, p. 10004-10009.
- [243] A. M. Johansen, « Monte Carlo Methods », in *International Encyclopedia of Education (Third Edition)*, P. Peterson, E. Baker, et B. McGaw, Éd. Oxford: Elsevier, 2010, p. 296-303.
- [244] J. Yin, W. Lu, X. Xin, et L. Zhang, « Application of Monte Carlo sampling and Latin Hypercube sampling methods in pumping schedule design during establishing surrogate model », in *2011 International Symposium on Water Resource and Environmental Protection*, mai 2011, vol. 1, p. 212-215, doi: 10.1109/ISWREP.2011.5892983.
- [245] P. L'Ecuyer et A. B. Owen, Éd., *Monte Carlo and Quasi-Monte Carlo Methods 2008*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2009.
- [246] P. Révész, « CHAPTER 0 - MATHEMATICAL BACKGROUND », in *The Laws of Large Numbers*, P. Révész, Éd. Academic Press, 1967, p. 11-30.
- [247] P. Siano et D. Sarno, « Assessing the benefits of residential demand response in a real time distribution energy market », *Appl. Energy*, vol. 161, p. 533-551, janv. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.017.
- [248] K.-H. Chang, « A quantile-based simulation optimization model for sizing hybrid renewable energy systems », *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 66, p. 94-103, août 2016, doi: 10.1016/j.simpat.2016.03.004.
- [249] J. Arkhangelski, P. Siano, M. Abdou-Tankari, et G. Lefebvre, « Evaluating the Economic Benefits of a Smart-Community Microgrid with Centralized Electrical Storage and Photovoltaic Systems », *Energies*, vol. 13, n° 7, Art. n° 7, janv. 2020, doi: 10.3390/en13071764.
- [250] INSEE, Institut national de la statistique et des études économiques, <https://www.insee.fr/fr/accueil> (consulté le avr. 19, 2020).
- [251] Google Maps, « Alfortville ». <https://www.google.ru/maps/place/Alfortville/@48.7989707,2.3980009,13z> (consulté le mai 03, 2020).
- [252] « Consommation et thermosensibilité électriques par secteur d'activité | », *Enedis, L'électricité en réseau*. <https://www.enedis.fr/consommation-et-thermosensibilite-electriques-par-secteur-dactivite> (consulté le mai 03, 2020).
- [253] « Cartographie des réseaux exploités par Enedis », *Enedis, L'électricité en réseau*. <https://www.enedis.fr/cartographie-des-reseaux-denedis> (consulté le avr. 18, 2020).
- [254] « Arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*.
- [255] R. Meeker *et al.*, « High Penetration Solar PV Deployment Sunshine State Solar Grid Initiative (SUNGRIN) Final Report », *Fla. State Univ. Cent. Adv. Power Syst.*, p. 133, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/final-report-high-penetration-solar-pv-deployment-sunshine-state-solar-grid>.
- [256] S. Pukhrem, M. Basu, et M. F. Conlon, « Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events Under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV

- Integration in Low-Voltage Distribution Networks », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n° 3, p. 3246-3254, mai 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2797599.
- [257] E. G. Silva, « Optimization of the planning and operations of electric distribution grids in the context of high renewable energy penetration », phdthesis, Université Paris sciences et lettres, 2017.
- [258] N. Khaboot, R. Chatthaworn, A. Siritaratiwat, C. Surawanitkun, et P. Khunkitti, « Increasing PV penetration level in low voltage distribution system using optimal installation and operation of battery energy storage », *Cogent Eng.*, vol. 6, n° 1, juill. 2019, doi: 10.1080/23311916.2019.1641911.
- [259] F. R. Segundo Sevilla, D. Parra, N. Wyrsh, M. K. Patel, F. Kienzle, et P. Korba, « Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration », *J. Energy Storage*, vol. 17, p. 73-83, juin 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.02.001.
- [260] L. N. An, T. Quoc-Tuan, B. Seddik, et N. Van-Linh, « Optimal sizing of a grid-connected microgrid », in *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Seville, mars 2015, p. 2869-2874, doi: 10.1109/ICIT.2015.7125521.
- [261] R. A. Kordkheili, B. Bak-Jensen, J. R-Pillai, et P. Mahat, « Determining maximum photovoltaic penetration in a distribution grid considering grid operation limits », in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA, juill. 2014, p. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2014.6939292.
- [262] E. Grover-Silva, X. G. Agoua, R. Girard, et G. Kariniotakis, « Stochastic multi-temporal optimal power flow approach for the management of grid-connected storage », *CIREC - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, n° 1, p. 2011-2014, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0726.
- [263] T. Aziz et N. Ketjoy, « PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations », *IEEE Access*, vol. 5, p. 16784-16792, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2747086.
- [264] « Logiciel CALSOL », *INES - Institut National de l'Énergie Solaire*. <http://ines.solaire.free.fr/index.php> (consulté le avr. 19, 2020).
- [265] E. T. Jaynes, G. L. Bretthorst, et EBSCO Publishing, *Probability theory: the logic of science*. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.
- [266] A. P. Dobos, P. Gilman, et M. Kasberg, « P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model: Preprint », National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/CP-6A20-54488, juin 2012. Consulté le: nov. 25, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.osti.gov/biblio/1044455-p50-p90-analysis-solar-energy-systems-using-system-advisor-model-preprint>.
- [267] B. Cardenas, L. Swinfen-Styles, J. P. Rouse, A. Hoskin, W. Xu, et S. D. Garvey, « Energy Storage for a High Penetration of Renewables », in *2019 Offshore Energy and Storage Summit (OSES)*, BREST, France, juill. 2019, p. 1-10, doi: 10.1109/OSES.2019.8867359.
- [268] N. Lazaar, E. Fakhri, M. Barakat, J. Sabor, et H. Gualous, « A Genetic Algorithm Based Optimal Sizing Strategy for PV/Battery/Hydrogen Hybrid System », in *Artificial Intelligence and Industrial Applications*, 2021, p. 247-259.
- [269] K. Lai, Y. Wang, D. Shi, M. S. Illindala, Y. Jin, et Z. Wang, « Sizing battery storage for islanded microgrid systems to enhance robustness against attacks on energy sources », *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, n° 5, p. 1177-1188, sept. 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0501-1.

- [270] A. S. de I. M. de Contrastà, « Optimal sizing and control of energy storage systems for the electricity markets participation of intelligent photovoltaic power plants », phdthesis, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [271] D. Feroldi et D. Zumoffen, « Sizing methodology for hybrid systems based on multiple renewable power sources integrated to the energy management strategy », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 39, n° 16, p. 8609-8620, mai 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.01.003.
- [272] X. Wu, X. Hu, X. Yin, C. Zhang, et S. Qian, « Optimal battery sizing of smart home via convex programming », *Energy*, vol. 140, p. 444-453, déc. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.08.097.
- [273] « Qualité de fourniture | Enedis ». <https://www.enedis.fr/qualite-de-fourniture> (consulté le mai 03, 2020).
- [274] Á. A. Bayod-Rújula, M. E. Haro-Larrode, et A. Martínez-Gracia, « Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid », *Sol. Energy*, vol. 98, p. 582-591, déc. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.10.023.
- [275] R. Hidalgo-Leon *et al.*, « A survey of battery energy storage system (BESS), applications and environmental impacts in power systems », in *2017 IEEE Second Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, Salinas, oct. 2017, p. 1-6, doi: 10.1109/ETCM.2017.8247485.
- [276] J.-M. Timmermans *et al.*, « Batteries 2020 — Lithium-ion battery first and second life ageing, validated battery models, lifetime modelling and ageing assessment of thermal parameters », in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, Karlsruhe, sept. 2016, p. 1-23, doi: 10.1109/EPE.2016.7695698.
- [277] T. Guena et P. Leblanc, « How Depth of Discharge Affects the Cycle Life of Lithium-Metal-Polymer Batteries », in *INTELEC 06 - Twenty-Eighth International Telecommunications Energy Conference*, Providence, RI, USA, sept. 2006, p. 1-8, doi: 10.1109/INTLEC.2006.251641.
- [278] Tri-Service Electrical Working Group (TSEWG), « TSEWG TP-4: Stationary Battery and Charger Sizing », 2008. https://www.wbdg.org/FFC/DOD/STC/twewg_tp4.pdf.
- [279] H. Fathima et K. Palanisamy, « Optimized Sizing, Selection, and Economic Analysis of Battery Energy Storage for Grid-Connected Wind-PV Hybrid System », *Model. Simul. Eng.*, vol. 2015, p. 1-16, 2015, doi: 10.1155/2015/713530.
- [280] « Données Publiques de Météo-France - Statistiques - Données numériques ». https://donneespubliques.meteofrance.fr/?fond=rubrique&id_rubrique=38 (consulté le avr. 19, 2020).
- [281] « Données de marché », RTE, Réseau de Transport d'Électricité, mai 12, 2015. <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/donnees-de-marche> (consulté le avr. 20, 2020).
- [282] « Co-construire les flexibilités | Enedis », Enedis, *L'électricité en réseau*. <https://www.enedis.fr/consultation-flexibilites> (consulté le nov. 24, 2020).
- [283] « Métropole Marseillaise », Agence Locale de l'Énergie et du Climat. <http://www.alecmetropolemarseillaise.fr/> (consulté le janv. 31, 2020).
- [284] « LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*, août 03, 2009. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000020949548&categorieLien=id> (consulté le nov. 06, 2019).

- [285] « LOI n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*, juill. 12, 2010.
<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022470434>
 (consulté le nov. 06, 2019).
- [286] « Action de la France pour l'efficacité énergétique », *Ministère de la Transition écologique*. <https://www.ecologie.gouv.fr/action-france-lefficacite-energetique>
 (consulté le sept. 17, 2020).
- [287] « Concerted Action on the Energy Efficiency Directive (2012/27/EU) - Intelligent Energy Europe - European Commission », *Intelligent Energy Europe*.
[/energy/intelligent/projects/en/projects/ca-eed](http://energy.intelligent/projects/en/projects/ca-eed) (consulté le sept. 17, 2020).
- [288] « Plan de rénovation énergétique des bâtiments », *Ministère de la Cohésion des territoires et des Relations avec les collectivités territoriales*. <https://www.cohesion-territoires.gouv.fr/plan-de-renovation-energetique-des-batiments> (consulté le nov. 05, 2019).
- [289] « LOI n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*, nov. 23, 2018.
<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000037639478&categorieLien=id> (consulté le nov. 05, 2019).
- [290] « Code de la construction et de l'habitation », *Legifrance.gouv.fr, Le service public de la diffusion du droit*.
https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000006074096/2020-09-17/
 (consulté le sept. 17, 2020).
- [291] « Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) », *Ministère de la Transition écologique et solidaire*. <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc> (consulté le nov. 07, 2019).
- [292] « Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) », *Ministère de la Transition écologique et solidaire*. <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe> (consulté le nov. 07, 2019).
- [293] « L'observatoire des bâtiments BEPOS et BBC », *Observatoire BBC*.
<https://www.observatoirebbc.org/> (consulté le nov. 20, 2019).
- [294] A. Esmat, J. Usaola, et M. Á. Moreno, « Distribution-Level Flexibility Market for Congestion Management », *Energies*, vol. 11, n° 5, Art. n° 5, mai 2018, doi: 10.3390/en11051056.
- [295] K. Spiliotis, A. I. Ramos Gutierrez, et R. Belmans, « Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids », *Appl. Energy*, vol. 182, p. 613-624, nov. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.145.
- [296] T. Morstyn, A. Teytelboym, et M. D. McCulloch, « Designing Decentralized Markets for Distribution System Flexibility », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n° 3, p. 2128-2139, mai 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2886244.
- [297] S. S. Torbaghan, N. Blaauwbroek, P. Nguyen, et M. Gibescu, « Local market framework for exploiting flexibility from the end users », in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, juin 2016, p. 1-6, doi: 10.1109/EEM.2016.7521304.
- [298] V. Bertsch, M. Hall, C. Weinhardt, et W. Fichtner, « Public acceptance and preferences related to renewable energy and grid expansion policy: Empirical insights for Germany », *Energy*, vol. 114, p. 465-477, nov. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.022.

- [299] T. Morstyn, N. Farrell, S. J. Darby, et M. D. McCulloch, « Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants », *Nat. Energy*, vol. 3, n° 2, Art. n° 2, févr. 2018, doi: 10.1038/s41560-017-0075-y.
- [300] S. Park, J. Lee, S. Bae, G. Hwang, et J. K. Choi, « Contribution-Based Energy-Trading Mechanism in Microgrids for Future Smart Grid: A Game Theoretic Approach », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, n° 7, p. 4255-4265, juill. 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2532842.
- [301] T. Liu, X. Tan, B. Sun, Y. Wu, X. Guan, et D. H. K. Tsang, « Energy management of cooperative microgrids with P2P energy sharing in distribution networks », in *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, nov. 2015, p. 410-415, doi: 10.1109/SmartGridComm.2015.7436335.
- [302] W. Tushar, C. Yuen, H. Mohsenian-Rad, T. Saha, H. V. Poor, et K. L. Wood, « Transforming Energy Networks via Peer-to-Peer Energy Trading: The Potential of Game-Theoretic Approaches », *IEEE Signal Process. Mag.*, vol. 35, n° 4, p. 90-111, juill. 2018, doi: 10.1109/MSP.2018.2818327.
- [303] S. Huang, Q. Wu, L. Cheng, et Z. Liu, « Optimal Reconfiguration-Based Dynamic Tariff for Congestion Management and Line Loss Reduction in Distribution Networks », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, n° 3, p. 1295-1303, mai 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2419080.
- [304] R. The GridWise Architecture Council, « GridWise transactive energy framework, Version 1.1 ». The GridWise Architecture Council, mars 26, 2020, [En ligne]. Disponible sur: https://www.gridwiseac.org/pdfs/te_framework_report_pnnl-22946.pdf.
- [305] K. Kok et S. Widergren, « A Society of Devices: Integrating Intelligent Distributed Resources with Transactive Energy », *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 14, n° 3, p. 34-45, mai 2016, doi: 10.1109/MPE.2016.2524962.
- [306] Nord Pool, « Leading power market in Europe ». <https://www.nordpoolgroup.com/> (consulté le mars 26, 2020).
- [307] J. Hu, G. Yang, H. W. Bindner, et Y. Xue, « Application of Network-Constrained Transactive Control to Electric Vehicle Charging for Secure Grid Operation », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, n° 2, p. 505-515, avr. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2608840.
- [308] M. Marzband, F. Azarnejadian, M. Savaghebi, E. Pouresmaeil, J. M. Guerrero, et G. Lightbody, « Smart transactive energy framework in grid-connected multiple home microgrids under independent and coalition operations », *Renew. Energy*, vol. 126, p. 95-106, oct. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.021.
- [309] Y. Liu, H. B. Gooi, Y. Li, H. Xin, et J. Ye, « A Secure Distributed Transactive Energy Management Scheme for Multiple Interconnected Microgrids Considering Misbehaviors », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n° 6, p. 5975-5986, nov. 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2895229.
- [310] D. Pudjianto, C. Ramsay, et G. Strbac, « Virtual power plant and system integration of distributed energy resources », *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, n° 1, p. 10, 2007, doi: 10.1049/iet-rpg:20060023.
- [311] K. O. Adu-Kankam et L. M. Camarinha-Matos, « Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence », *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 16, p. 217-230, déc. 2018, doi: 10.1016/j.segan.2018.08.003.
- [312] Z. Hu et F. Li, « Cost-Benefit Analyses of Active Distribution Network Management, Part I: Annual Benefit Analysis », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, n° 3, p. 1067-1074, sept. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2205412.

- [313] P. Li *et al.*, « Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, n° 4, p. 1430-1442, oct. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2686009.
- [314] Q. Qi, J. Wu, et C. Long, « Multi-objective operation optimization of an electrical distribution network with soft open point », *Appl. Energy*, vol. 208, p. 734-744, déc. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.09.075.
- [315] M. Shafiekhani, A. Badri, M. Shafie-khah, et J. P. S. Catalão, « Strategic bidding of virtual power plant in energy markets: A bi-level multi-objective approach », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, p. 208-219, déc. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.023.
- [316] N. Naval, R. Sánchez, et J. M. Yusta, « A virtual power plant optimal dispatch model with large and small-scale distributed renewable generation », *Renew. Energy*, vol. 151, p. 57-69, mai 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.144.
- [317] N. Hatziargyriou, *Microgrid: architectures and control*. Chichester, West Sussex, United Kingdom: Wiley, 2014.
- [318] N. Ruiz, I. Cobelo, et J. Oyarzabal, « A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, n° 2, p. 959-966, mai 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016607.
- [319] L. Lin, X. Guan, Y. Peng, N. Wang, S. Maharjan, et T. Ohtsuki, « Deep Reinforcement Learning for Economic Dispatch of Virtual Power Plant in Internet of Energy », *IEEE Internet Things J.*, p. 1-1, 2020, doi: 10.1109/JIOT.2020.2966232.
- [320] L. F. M. van Summeren, A. J. Wiecek, G. J. T. Bombaerts, et G. P. J. Verbong, « Community energy meets smart grids: Reviewing goals, structure, and roles in Virtual Power Plants in Ireland, Belgium and the Netherlands », *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 63, p. 101415, mai 2020, doi: 10.1016/j.erss.2019.101415.
- [321] D. Jigoria-Oprea, G. Vuc, et M. Litcanu, « Optimal management of a virtual power plant », in *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, juin 2016, p. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555616.
- [322] J. Iria, F. Soares, et M. Matos, « Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets », *Appl. Energy*, vol. 238, p. 1361-1372, mars 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.191.
- [323] S. Bahrami et M. H. Amini, « A decentralized trading algorithm for an electricity market with generation uncertainty », *Appl. Energy*, vol. 218, p. 520-532, mai 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.157.
- [324] S. Mathieu, Q. Louveaux, D. Ernst, et B. Cornélusse, « DSIMA: A testbed for the quantitative analysis of interaction models within distribution networks », *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 5, p. 78-93, mars 2016, doi: 10.1016/j.segan.2015.11.004.
- [325] K. Mahmud, M. Rahman, J. Ravishankar, M. Hossain, et J. Guerrero, « Real-Time Load and Ancillary Support for a Remote Island Power System Using Electric Boats », *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. PP, juill. 2019, doi: 10.1109/TII.2019.2926511.
- [326] R. Vatu, O. Ceaki, M. Mancasi, R. Porumb, et G. Seritan, « Analysis of ancillary services within smart grid framework », in *2015 Modern Electric Power Systems (MEPS)*, Wroclaw, Poland, juill. 2015, p. 1-5, doi: 10.1109/MEPS.2015.7477164.
- [327] « Règles Services Système », *RTE, Réseau de Transport d'Électricité*, janv. 19, 2020. http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20170101_Regles_services_systeme_tension.pdf

- [328] C. N. Papadimitriou et N. A. Vovos, « Integration of a hybrid fuel cell-battery system to a distribution grid », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, n° 7, p. 1299-1307, juill. 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2011.01.017.
- [329] K. Utkarsh, D. Srinivasan, T. Reindl, et A. Trivedi, « Grid ancillary service using distributed computational intelligence based control of renewables and storage systems in a distribution network », in *2017 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Donostia, San Sebastián, Spain, juin 2017, p. 1412-1419, doi: 10.1109/CEC.2017.7969469.
- [330] H. Miyauchi et D. Tashiro, « Value evaluation of ancillary service offered by energy storage systems », in *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Seoul, South Korea, oct. 2009, p. 1-4, doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356824.
- [331] « Règles Services Système Fréquence », *RTE, Réseau de Transport d'Électricité*, janv. 20, 2020, https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20181026_Regles_services_systeme_frequence.pdf.
- [332] Z. Zhou, T. Levin, et G. Conzelmann, « Survey of U.S. Ancillary Services Markets », Argonne National Lab. (ANL), Argonne, IL (United States), ANL/ESD-16/1, janv. 2016, doi: 10.2172/1236451.
- [333] D.-I. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, A.-I. Stroe, et R. Teodorescu, « Suggested operation of grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: Lifetime perspective », in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Montreal, QC, Canada, sept. 2015, p. 1105-1111, doi: 10.1109/ECCE.2015.7309813.
- [334] D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, P. Vizza, et G. Barone, « A Community Microgrid Control Strategy to Deliver Balancing Services », in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, juin 2019, p. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810624.
- [335] W. Mielczarski, « Impact of Energy Storage on Load Balancing », in *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, juin 2018, p. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2018.8469889.
- [336] M. A. Ortega-Vazquez, « Optimal scheduling of electric vehicle charging and vehicle-to-grid services at household level including battery degradation and price uncertainty », *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, n° 6, p. 1007-1016, juin 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0624.
- [337] K. Mahmud, M. J. Hossain, et J. Ravishankar, « Peak-Load Management in Commercial Systems With Electric Vehicles », *IEEE Syst. J.*, vol. 13, n° 2, p. 1872-1882, juin 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2850887.
- [338] Y.-J. Kim, D. H. Blum, N. Xu, L. Su, et L. K. Norford, « Technologies and Magnitude of Ancillary Services Provided by Commercial Buildings », *Proc. IEEE*, vol. 104, n° 4, p. 758-779, avr. 2016, doi: 10.1109/JPROC.2016.2520678.
- [339] C. Wimpler, G. Hejazi, E. de Oliveira Fernandes, C. Moreira, et S. Connors, « Impacts of Load Shifting on Renewable Energy Integration », *Energy Procedia*, vol. 107, p. 248-252, févr. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.142.
- [340] C. Ropeter, H. Wenzl, et H. Beck, *IEE: The Impact of Microcycles on Batteries in Different Applications*, Microcycles and Batteries. .
- [341] C. Xiang, Y. Wang, S. Hu, et W. Wang, « A New Topology and Control Strategy for a Hybrid Battery-Ultracapacitor Energy Storage System », *Energies*, vol. 7, n° 5, p. 2874-2896, avr. 2014, doi: 10.3390/en7052874.

- [342] Y. Zong, L. Mihet-Popa, D. Kullmann, A. Thavlov, O. Gehrke, et H. W. Bindner, « Model Predictive Controller for Active Demand Side Management with PV Self-consumption in an Intelligent Building », présenté à 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe Conference (IEEE PES ISGT Europe 2012), 2012, doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465618.
- [343] G. Strbac, « Demand side management: Benefits and challenges », *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, p. 4419-4426, déc. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.
- [344] A. Evans, V. Strezov, et T. J. Evans, « Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 6, p. 4141-4147, août 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.048.
- [345] M. M. G. Lawan, J. Raharijaona, M. B. Camara, et B. Dakyo, « Power control for decentralized energy production system based on the renewable energies — using battery to compensate the wind/load/PV power fluctuations », in *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, nov. 2017, p. 1132-1138, doi: 10.1109/ICRERA.2017.8191230.
- [346] D. Ikni, M. B. Camara, et B. Dakyo, « Offshore wind farms energy injection in the electrical grid - Lithium battery to mitigate power fluctuations », *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 05, p. 1049-1061, sept. 2015.
- [347] T. Bocklisch, M. Böttiger, et M. Paulitschke, « Multi-storage Hybrid System Approach and Experimental Investigations », *Energy Procedia*, vol. 46, p. 186-193, janv. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.172.
- [348] A. Koita, A. Payman, M. B. Camara, B. Dakyo, et D. Hissel, « Hydrogen vector in the exploitation of a wind farm », in *2018 Thirteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, avr. 2018, p. 1-6, doi: 10.1109/EVER.2018.8362411.
- [349] W. D. Harris, « A constant volume Carnot engine cycle », in *IECEC-97 Proceedings of the Thirty-Second Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (Cat. No.97CH6203)*, juill. 1997, vol. 2, p. 979-984 vol.2, doi: 10.1109/IECEC.1997.661902.
- [350] M. Bruch et M. Müller, « Calculation of the Cost-effectiveness of a PV Battery System », *Energy Procedia*, vol. 46, p. 262-270, janv. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.181.
- [351] E. McKenna, M. McManus, S. Cooper, et M. Thomson, « Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems », *Appl. Energy*, vol. 104, p. 239-249, avr. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.016.
- [352] G. Mulder, F. D. Ridder, et D. Six, « Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels », *Sol. Energy*, vol. 84, n° 7, p. 1284-1293, juill. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.04.005.
- [353] S. B. Peterson, J. Apt, et J. F. Whitacre, « Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization », *J. Power Sources*, vol. 195, n° 8, p. 2385-2392, avr. 2010, doi: 10.1016/j.jpowsour.2009.10.010.
- [354] « Marché de détail de l'électricité », *Commission de régulation de l'énergie*. <https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite> (consulté le oct. 13, 2020).
- [355] D. Pudjianto, P. Djapic, J. Dragovic, et G. Strbac, « Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation », London, sept. 2013, p. 53, [En ligne]. Disponible sur: https://helapco.gr/pdf/PV_PARITY_D44_Grid_integration_cost_of_PV_-_Final_300913.pdf.

- [356] B. Schott, *Optimierung der Systemintegration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Beispiel der Photovoltaik auf Niederspannungsebene: Untersuchungen zu Möglichkeiten und Potenzialen zukünftiger Energieversorgungsstrukturen; (SYSPV-NS); Schlussbericht; Projektlaufzeit: 01.07.2012-30.06.2014*, Förderkennzeichen. 2014.
- [357] H. Gualous et H. Chaoui, « Diagnosis of Lithium Ion Batteries for Power Electronic Applications », *ECS Meet. Abstr.*, vol. MA2020-01, p. 2869-2869, mai 2020, doi: 10.1149/MA2020-01522869mtgabs.
- [358] R. A. Huggins, *Energy storage*. New York: Springer, 2010.
- [359] R. Khelif, B. Chebel-Morello, et N. Zerhouni, « Experience Based Approach for Li-ion Batteries RUL Prediction », *IFAC-Pap.*, vol. 48, n° 3, p. 761-766, 2015, doi: 10.1016/j.ifacol.2015.06.174.
- [360] M. Baumann, D. Poncette, B. Zimmermann, et M. Weil, « Evaluation of Calculation methods, models and data sources for Life Cycle Costing on the example of stationary Battery Systems », présenté à 8th Society And Materials International Conference, Liège, Belgium, mai 2014, [En ligne]. Disponible sur: https://www.researchgate.net/publication/269761949_Evaluation_of_Calculation_methods_models_and_data_sources_for_Life_Cycle_Costing_on_the_example_of_stationary_Battery_Systems.
- [361] P. Stenzel, M. Baumann, J. Fleer, B. Zimmermann, et M. Weil, « Database development and evaluation for techno-economic assessments of electrochemical energy storage systems », in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, mai 2014, p. 1334-1342, doi: 10.1109/ENERGYCON.2014.6850596.
- [362] W. J. Cole et A. Frazier, « Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage », NREL/TP-6A20-73222, 1529218, juin 2019. doi: 10.2172/1529218.
- [363] K. K. Gupta, A. Rehman, et R. M. Sarviya, « Bio-fuels for the gas turbine: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, n° 9, p. 2946-2955, déc. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.07.025.
- [364] L. Ruieneanu, « Increasing the flexibility of trigeneration systems for a larger presence of renewables in the energy mix », in *2018 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, oct. 2018, p. 1-4, doi: 10.1109/ICATE.2018.8551403.
- [365] R. Xiong, H. Chen, C. Wang, et F. Sun, « Towards a smarter hybrid energy storage system based on battery and ultracapacitor - A critical review on topology and energy management », *J. Clean. Prod.*, vol. 202, p. 1228-1240, nov. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.08.134.
- [366] P. B. Borase et S. M. Akolkar, « Energy management system for microgrid with power quality improvement », in *2017 International conference on Microelectronic Devices, Circuits and Systems (ICMDCS)*, Vellore, août 2017, p. 1-6, doi: 10.1109/ICMDCS.2017.8211710.
- [367] « Microgrids: Operation and Control », in *Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids*, Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2018, p. 415-453.
- [368] M. M. A. Abdelaziz et E. F. El-Saadany, « Maximum loadability consideration in droop-controlled islanded microgrids optimal power flow », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 106, p. 168-179, janv. 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.08.020.
- [369] J. Lagorce, « Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - application des systèmes multi-

- agents pour la gestion de l'énergie », Thèse : Génie Électrique, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2009.
- [370] Z. Boussaada, O. Curea, H. Camblong, N. Bellaaj Mrabet, et A. Hacala, « Multi-agent systems for the dependability and safety of microgrids », *Int. J. Interact. Des. Manuf. IJIDeM*, vol. 10, n° 1, p. 1-13, févr. 2016, doi: 10.1007/s12008-014-0257-9.
- [371] M. Huber, F. Sanger, et T. Hamacher, « Coordinating smart homes in microgrids: A quantification of benefits », in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Lyngby, Denmark, oct. 2013, p. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695357.
- [372] R. McKenna, E. Merkel, et W. Fichtner, « Energy autonomy in residential buildings: A techno-economic model-based analysis of the scale effects », *Appl. Energy*, vol. 189, p. 800-815, mars 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.03.062.
- [373] H. Nikos, *Microgrids: Architectures and Control*, Wiley-IEEE press. 2014.
- [374] Messo, Tuomas., « Factors Affecting Stable Operation of Grid-Connected Three-Phase Photovoltaic Inverters - Tampere University of Technology », G4 Doctoral dissertation (monograph), Tampere University of Technology, Tampere, 2014.
- [375] G. A. Pagani et M. Aiello, « The Power Grid as a complex network: A survey », *Phys. Stat. Mech. Its Appl.*, vol. 392, n° 11, p. 2688-2700, juin 2013, doi: 10.1016/j.physa.2013.01.023.
- [376] T. Adefarati et R. C. Bansal, « Reliability and economic assessment of a microgrid power system with the integration of renewable energy resources », *Appl. Energy*, vol. 206, p. 911-933, nov. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.228.
- [377] « Electricité - Tarif Bleu EDF : Option Base ou Heures Creuses », *EDF France*. <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/offres/electricite/tarif-bleu.html> (consulté le mai 06, 2020).
- [378] « Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility », SMART GRID TASK FORCE, 2015. [En ligne]. Disponible sur: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf>.
- [379] « Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (Text with EEA relevance.) », *EUR-Lex, Acces to European Union law*, juin 14, 2019. <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/eng> (consulté le mai 22, 2020).
- [380] RSE S.p.A., « Ricerca sul Sistema Energetico, Italia ». <http://www.rse-web.it/home.page> (consulté le avr. 29, 2020).
- [381] G. Basso, « Approche à base d'agents pour l'ingénierie et le contrôle de micro-réseaux », phdthesis, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2013.
- [382] Kokam, « Lithium Ion Polymer Cells - High Energy High Power ». <http://kokam.com/cell/?PHPSESSID=0c99c54131ceed1717d2fa4929abcb2a> (consulté le mai 03, 2020).
- [383] « VDE Normes européennes Normes », *Normadoc*. <https://www.normadoc.com/french/normes/normes-europeennes/vde.html> (consulté le nov. 24, 2020).