

Micro-réseau intelligent pour la gestion des ressources énergétiques

Aurélie Chabaud

▶ **To cite this version:**

Aurélie Chabaud. Micro-réseau intelligent pour la gestion des ressources énergétiques. Automatique / Robotique. Université de Perpignan Via Domitia, 2014. Français. NNT : . tel-01260201

HAL Id: tel-01260201

https://univ-perp.hal.science/tel-01260201

Submitted on 21 Jan 2016

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.

Collège Doctoral du Languedoc-Roussillon

THÈSE

Pour obtenir le grade de

Docteur

Délivré par

UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA

Préparée au sein de l'école doctorale Energie Environnement
et de l'unité de recherche PROMES (UPR 8521)

Spécialité : **Sciences de l'Ingénieur**

Présentée par **Aurélie Chabaud**

MICRO-RESEAU INTELLIGENT POUR LA GESTION DES RESSOURCES ENERGETIQUES

Soutenance prévue le 4 juillet 2014 devant le jury composé de

M. Andreu CATALA, PR, Université Polytechnique de Catalogne	Examinateur
M. Olivier FAUGEROUX, MCF, PROMES-CNRS, Université de Perpignan	Examinateur
M. Frédéric KRATZ, PR, ENSI de Bourges	Rapporteur
M. Jean-Marc THIRIET, PR, GIPSA-Lab, Université Joseph Fourier	Rapporteur
M. Stéphane GRIEU, PR, PROMES-CNRS, Université de Perpignan	Directeur de thèse
M. Julien EYNARD, MCF, PROMES-CNRS, Université de Perpignan	Co-directeur

UPVD Université de Perpignan Via Domitia

TABLE DES MATIERES

Table des matières ___ *3*

Liste des figures ___ *7*

Liste des tableaux ___ *11*

Nomenclature ___ *13*

Introduction générale ___ *17*

Chapitre 1. La maitrise de l'énergie : le contexte, les enjeux, les approches ___ *19*

1. Introduction ___ *21*

2. Contexte énergétique et environnemental ___ *22*

2.1. Réchauffement climatique ___ **22**

2.1.1. Changements climatiques observés et effets constatés ___ 22

2.1.2. Causes du réchauffement climatique ___ 23

2.2. Augmentation des besoins en énergie ___ **26**

2.3. Épuisement des ressources énergétiques fossiles ___ **27**

3. L'énergie, défi politique, économique et environnemental ___ *29*

3.1. Politique internationale ___ **29**

3.2. Directive européenne ___ **30**

3.3. Engagement de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique ___ **31**

4. Bilan de la consommation et de la production d'énergie par type et par secteur ___ *32*

4.1. Répartition par forme d'énergie ___ **32**

4.1.1. Les énergies renouvelables ___ 32

4.1.2. L'électricité ___ 33

4.2. Répartition de la consommation énergétique par secteur ___ **34**

4.3. Répartition de la consommation énergétique finale dans le secteur du bâtiment ___ **34**

5. Mutation du réseau électrique : de l'origine au smartgrid ___ *36*

5.1. Les réseaux électriques traditionnels ___ **36**

5.1.1. La structure générale du réseau électrique ___ 36

5.1.2. Les différents niveaux de tension ___ 38

5.1.3. Les réseaux de distribution ___ 39

5.2. Les réseaux électriques actuels ___ **39**

5.2.1. Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution ___ 39

5.2.2. Impact de la production décentralisée sur le réseau de transport ___ 41

5.2.3. Raccordement au réseau de distribution moyenne tension des systèmes de production décentralisés ___ 41

5.3. Le réseaux électrique du futur : le smart grid 42
5.3.1. Définition du smart grid 42
5.3.2. Les fonctions intégrées des smart grids 43
5.3.3. Les bénéfices des smart grids pour chacun de ses acteurs 45
5.4. Conclusion sur les besoins pour la maitrise de l'énergie électrique 46
6. La maitrise de l'énergie dans le secteur du bâtiment 48
6.1. Le bâtiment : un micro-réseau 48
6.2. Intégration d'une production locale dans le bâtiment 49
6.3. Pilotage de charges 49
6.3.1. Approches de gestion des charges dans le bâtiment 50
6.3.2. Pilotabilité des charges du bâtiment 51
6.4. Le stockage d'énergie 54
7. Conclusion 56
Chapitre 2. Stratégie de gestion intelligente des ressources énergétiques et modélisation du micro-réseau 57
1. Introduction 59
2. Préambule 60
3. Critères d'évaluation 61
3.1. Critère de confort thermique 61
3.2. Critères de cout énergétique 61
3.2.1. Autoconsommation d'énergie 61
3.2.2. Taux de couverture EnR 61
3.2.3. Utilisation de l'énergie renouvelable 62
3.3. Critère de cout économique basé sur une tarification dynamique 62
3.4. Interaction avec le réseau électrique 63
3.4.1. État du réseau électrique et seuils réseau 64
3.4.2. Impact du bâtiment sur le réseau électrique 66
4. Stratégie de gestion des ressources énergétiques 68
4.1. Production décentralisée sans système de stockage 68
4.2. Production décentralisée avec système de stockage 68
4.3. Stratégie de gestion prédictive des ressources énergétiques 71
4.3.1. Présentation de la stratégie prédictive 71
4.3.2. Détermination de l'horizon de prédiction 75
4.3.3. Détermination du critère d'état du réseau électrique 77
4.3.4. Prédiction des données 78
5. Modélisation du micro-réseau 80
5.1. Modélisation de la charge 80

5.1.1. Modélisation thermique d'un habitat individuel 80
5.1.2. Modélisation du mode de vie des occupants 81
5.2. Modélisation de la production décentralisée 85
5.2.1. Modélisation des panneaux photovoltaïques 85
5.2.2. Modélisation de l'éolienne 90
5.3. Modélisation du système de stockage 96
6. Conclusion 98

Chapitre 3. Étude de cas – Application des stratégies de gestion intelligente des ressources énergétiques et dimensionnement optimal des systèmes de production et de stockage 99

1. Introduction 101
2. Présentation des différents cas d'étude 102
3. Étude de la consommation 103
4. Stratégies de gestion énergétique et dimensionnement optimal des systèmes de production et de stockage 110
4.1. Gestion des ressources énergétiques sans système de stockage 111
4.1.1. Application au micro-réseau considéré et dimensionnement des systèmes de production 111
4.1.2. Analyse des dimensionnements 113
4.1.3. Bilan de la gestion des ressources énergétiques (pas de stockage) 120
4.2. Gestion des ressources énergétiques avec système de stockage 120
4.2.1. Application au micro-réseau considéré et dimensionnement des systèmes de production et de stockage 120
4.2.2. Analyse de l'approche de gestion (seuil réseau à 70 %) 126
4.2.3. Analyse de l'approche de gestion (seuil réseau à 30 %) 130
4.3. Gestion prédictive des ressources énergétiques 135
4.3.1. Application au micro-réseau considéré et dimensionnement des systèmes de production et de stockage 135
4.3.2. Comparaison avec la gestion non prédictive (système de stockage, seuil réseau à 70 %) 140
4.3.3. Comparaison avec la gestion non prédictive (système de stockage, seuil réseau à 30 %) 144
5. Conclusion 149

Conclusion générale et perspectives 150

Références 153

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Moyenne décennale des températures à la surface du globe (terres émergées et océans confondus) (°C). La ligne horizontale grise (en pointilléS) indique la valeur moyenne pour la période 1961-1990 (14 °C) [OMM 2013] 22
Figure 2. Écart entre la température moyenne annuelle de l'air à la surface du globe et la moyenne de référence pour la période 1961-1990, soit 14°C [RF 2013d] 23
Figure 3. Flux d'énergie sans (à gauche) et avec (à droite) gaz à effet de serre [RF 2012b] 24
Figure 4. Température et concentration de CO_2 dans l'atmosphère au cours des 400 000 dernières années [RF 2010a] 24
Figure 5. Concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre de l'an 1 à 2005 [RF 2012b] 25
Figure 6. Comparaison entre la modélisation et les observations de l'augmentation des températures depuis 1860 [GIE 2001] 25
Figure 7. Émissions mondiales de gaz à effet de serre anthropiques [RAJ 2008] 26
Figure 8. Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie (Mtep) [BP2013] 27
Figure 9. Scénarios d'émissions de gaz à effet de serre pour la période 2000-2100 (en l'abscence de politiques climatiques additionneles) et projections relatives aux températures en surface [RAJ 2008] 29
Figure 10. Répartition de la consommation finale par forme d'énergie [RF 2013c] 32
Figure 11. Part de chaque énergie dans la consommation d'énergie primaire renouvelable de l'Union Européenne (en %) [EOE 08-11] 33
Figure 12. Évolution de la production primaire d'énergie renouvelable par filière en France (en Mtep) [RF 2013a] 33
Figure 13. Consommation d'énergie finale par secteur [RF 2012c] 34
Figure 14. Consommation énergétique finale du secteur résidentiel-tertiaire par type d'énergie utilisé [RF 2009a] 35
Figure 15. Répartition géographique des sites de production d'électricité de forte puissance [EDF 2012] 36
Figure 16. Hiérarchisation du réseau électrique [ALV 2009] 38
Figure 17. Objectifs de La gestion des charges 50
Figure 18. Actions sur le profil de charge 51
Figure 19. Consommation d'énergie finale par usage dans le secteur résidentiel [RF 2010c] 52
Figure 20. Répartition de la consommation moyenne d'électricité par usage, hors chauffage et production d'eau chaude sanitaire [ADE 2010] 52
Figure 21. Moyenne des consommations d'énergie par type d'appareil [ADE 2010] 53
Figure 22. Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et du temps de décharge [RIF 2009] 55
Figure 23. Courbe de charge journalière du réseau électrique 63
Figure 24. Charge journalière normalisée, période de consommation et seuil réseau 65
Figure 25. Charge du réseau électrique normalisée et seuil réseau à 70 % pour le 28 janvier 2006 67
Figure 26. Écart normalisé entre la charge du réseau normalisée et le seuil à 70 % caractérisant à gauche l'injection et à droite le soutirage sur le réseau électrique, pour le 28 janvier 2006 67
Figure 27. Gestion instantanée de la production décentralisée sans système de stockage 68
Figure 28. Gestion instantanée de la production décentralisée avec système de stockage et prise en compte de l'état du réseau électrique 70
Figure 29. Gestion prédictive des ressources énergétiques – Surproduction 72
Figure 30. Gestion prédictive des ressources énergétiques – Equilibre 73
Figure 31. Gestion prédictive des ressources énergétiques – Sous-production 74
Figure 32. Horizon de prédcition pour un réseau en période creuse à l'instant t 75

Figure 33. Horizon de prédiction pour un réseau en période intermédiaire à l'instant t, suivie d'un pic (en haut) ou d'une période creuse (en bas). 76
Figure 34. Horizon de prédiction pour un réseau en période de pointe à l'instant t, suivie d'une période intermédiaire (en haut) ou d'un deuxième pic proche (en bas). 77
Figure 35. Plan de l'habitat individuel modélisé 80
Figure 36. Profil journalier de la consigne de température intérieure en chauffage 82
Figure 37. Profils journaliers des consignes des températures intérieures par pièce 83
Figure 38. Consommation annuelle due au chauffage et à la climatisation de l'habitat modélisé (le pas de temps de la simulation vaut 1 minute) 83
Figure 39. Consommation journalière en énergie spécifique pour le 1^{er} janvier 85
Figure 40. Schéma électrique équivalent pour le modèle PV 85
Figure 41. Tube du contrôle de volume avec le disque actif du modèle de la turbine 91
Figure 42. Vitesse du vent, pression statique, dynamique et totale, à travers le rotor 92
Figure 43. CP en fonction du facteur axial d'induction 95
Figure 44. CP et CT en fonction du facteur d'induction axial 96
Figure 45. Pilotage de charges (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle) d'une période de pointe vers une période creuse. 103
Figure 46. Profil de consommation en chauffage et climatisation pour une Régulation de température fondée sur la RT 2005 (en haut) et sur un scénario d'occupation affiné par pièce (en bas) (isolation thermique type RT2005, avec pilotage de charges). 105
Figure 47. Différence de consommation en chauffage et climatisation pour une régulation de température fondée soit sur un scénario d'occupation type RT2005, soit sur un scénario d'occupation affiné (isolation type RT2005, avec pilotage de charges) 106
Figure 48. Profil de consommation en chauffage et climatisation pour une isolation thermique type « années 1980 » (en haut) et type RT2005 (en bas) (régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné par pièce, avec pilotage de charges). 107
Figure 49. Différence de consommation en chauffage et climatisation entre une isolation thermique type « années 1980 » et type RT2005 (régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné par pièce, avec pilotage de charges). 107
Figure 50. Puissance de la batterie en fonction de son volume. 110
Figure 51. Autoconsommation ($\%_{ac}$), taux de couverture EnR ($\%_{EnRc}$) et utilsation des énergies renouvelables (J_{EnR}), en fonction de la puissance PV installée (Isolation RT2005, régulation de tempéraure affinée, avec pilotage de charges). 115
Figure 52. Impact de la puissance installée des systèmes de production (PV et éolienne) sur l'autoconsommation (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 115
Figure 53. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur le taux de couverture EnR (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 116
Figure 54. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur l'utilisation des énergies renouvelables (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 116
Figure 55. Gestion de l'énergie dans le cas d'une configuration standard (PV : 3 kWc) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 117
Figure 56. Gestion de l'énergie dans le cas d'un juste dimensionnement des panneaux photovoltaiques (7,9 kWc) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 117
Figure 57. Gestion de l'énergie dans le cas d'un juste dimensionnement des systèmes de production (PV : 3,9 kWc, éolienne : 11 kWc) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 118
Figure 58. Impact de l'habitat sur le reseau electrique, (a) en injection, (b) en soutirage et (c) global, en fonction de la puissance installee des systemes de production. Gauche : seuil reseau à 70 %. Droite : seuil reseau à 30 %. (isolation RT2005, regulation de temperature affinee, avec pilotage de charges). 119
Figure 59. Critère de coût économique, avec tarification dynamique, en fonction de la puissance installée des systèmes de production (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 120

Figure 60. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur le critère J_{EnR}, pour une batterie de 100 kWh et un seuil réseau de 70 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 125
Figure 61. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur le critère J_{EnR}, pour une batterie de 200 kWh et un seuil réseau de 70 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 125
Figure 62. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur le critère J_{EnR}, pour une batterie de 200 kWh et un seuil réseau de 30 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 126
Figure 63. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 8 kWc, sans stockage d'énergie (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 129
Figure 64. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 8 kWc et une batterie de 100 kWh, seuil réseau à 70 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 129
Figure 65. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 8 kWc, une puissance éolienne de 10 kWc, sans stockage d'énergie (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 130
Figure 66. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 8 kWc, une puissance éolienne de 10 kWc et une batterie de 200 kWh, seuil réseau à 70 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 130
Figure 67. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 8 kWc, sans stockage d'énergie (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 133
Figure 68. Gestion de l'énergie pour un juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage (PV : 8 kWc, batterie : 200 kWh) et un seuil réseau à 30 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 134
Figure 69. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 3,6 kWc, une puissance éolienne de 16 kWc, sans stockage d'énergie (Isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 134
Figure 70. Gestion de l'énergie pour une puissance PV installée de 3,6 kWc,une puissance éolienne de 16 kWc et une batterie de 200 kWh, seuil réseau à 30 % (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 135
Figure 71. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur le critère J_{EnR} pour une batterie de 140 kWh et une gestion prédictive (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 140
Figure 72. Impact de la puissance des systèmes de production installés (PV et éolienne) sur le critère J_{EnR} pour une batterie de 200 kWh et une gestion prédictive (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 140
Figure 73. Gestion prédictive de l'énergie (PV : 8 kWc, batterie : 140 kWh) (Isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 142
Figure 74. Gestion non prédictive de l'énergie (PV : 8 kWc, batterie : 140 kWh, seuil réseau à 70%) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 143
Figure 75. Gestion prédictive de l'énergie (pv : 8 kWc, éolienne : 10 kWc, batterie : 200 kWh) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 143
Figure 76. Gestion non prédictive de l'énergie (PV : 8 kWc, éolienne : 10 kWc, batterie : 200 kWh, seuil réseau à 70%) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 144
Figure 77. Gestion prédictive de l'énergie (PV : 8 kWc, batterie : 140 kWh) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 146
Figure 78. Gestion non prédictive de l'énergie (PV : 8 kWc, batterie : 140 kWh, seuil réseau à 30%) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 147
Figure 79. Gestion prédictive de l'énergie (pv : 8 kWc, éolienne : 10 kWc, batterie : 200 kWh) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 147
Figure 80. Gestion non prédictive de l'énergie (PV : 8 kWc, éolienne : 10 kWc, batterie : 200 kWh, seuil réseau à 30%) (isolation RT2005, régulation de température affinée, avec pilotage de charges). 148

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Estimation des durées d'exploitation des ressources non renouvelables sur la base de la consommation actuelle ou rapportée à la totalité des besoins actuels (2007) [MUL 2011]_____ 28
Tableau 2. Niveaux de tension normalisés en France_____ 38
Tableau 3. Coefficients du modèle polynomial du prix de l'énergie_____ 63
Tableau 4. Plages horaire des differentes périodes de charge du réseau électrique _____ 64
Tableau 5. Caractéristiques de l'habitat individuel pour une isolation type RT 2005 _____ 81
Tableau 6. Caractéristiques de l'habitat individuel pour une isolation type "années 1980"_____ 81
Tableau 7. Scénario d'occupation, par pièce, pour l'habitat considéré (Présence en semaine et le week-end)__ 82
Tableau 8. Scénario de comportement, sans pilotage de charges_____ 84
Tableau 9. Scénario de comportement, avec pilotage de charges _____ 85
Tableau 10.Différents cas d'étude considérés. _____ 102
Tableau 11. Consommation annuelle globale pour l'ensemble de l'habitat et sa répartition en chauffage et climatisation, en énergie spécifique et en eau chaude sanitaire [kWh]. _____ 103
Tableau 12. Consommation Journalière moyenne en chauffage et climatisation des pièces principales [kWh]. 104
Tableau 13. Consommation totale en chauffage et climatisation de l'ensemble des pièces principales et par pièce [kWh]. _____ 104
Tableau 14. Impact de la régulation de température sur la consommation (moyenne journalière et totale) en chauffage et climatisation, pour l'ensemble des pièces principales et par pièce._____ 105
Tableau 15. Impact du niveau d'isolation thermique du bâtiment sur la consommation (moyenne et totale) en chauffage et climatisation, pour l'ensemble des pièces principales et par pièce._____ 106
Tableau 16. Confort thermique par pièce [°C], pour chaque cas considéré. _____ 108
Tableau 17. Impact de la régulation de température sur le confort thermique des occupants._____ 108
Tableau 18. Impact du niveau d'isolation du bâtiment sur le confort thermique des occupants. _____ 108
Tableau 19. Coût économique annuel lié à la consommation d'énergie électrique [€]. _____ 109
Tableau 20. Dimensionnement des systèmes de production (pas de stockage d'énergie). _____ 111
Tableau 21. Critères d'impact réseau pour les différentes configurations obtenues (seuil réseau à 30 %, seuil réseau à 70%, pas de stockage d'énergie)._____ 112
Tableau 22. Etude comparative des différentes configurations obtenues, pas de stockage d'énergie._____ 113
Tableau 23.Etude comparative de l'impact du batiment sur le reseau electrique pour les differentes configurations obtenues, pas de stockage d'energie. _____ 114
Tableau 24. Juste Dimensionnement des systèmes de production et de stockage (Seuil réseau à 70 %). Critères de gestion énergétique._____ 121
Tableau 25. Juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage (Seuil réseau à 70 %). Critères d'impact réseau. _____ 122
Tableau 26. Juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage (Seuil réseau à 30 %). Critères de gestion énergétique._____ 123
Tableau 27. Juste dimensionnement des systèmes de Production et de stockage (Seuil réseau à 30 %). Critères d'impact réseau. _____ 124
Tableau 28. Etude comparative des configurations obtenues sur la base du juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage et des configurations sans stockage d'énergie (Seuil réseau à 70 %). Critères de gestion énergétique. _____ 127
Tableau 29. Etude comparative des configurations obtenues sur la base du juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage et des configurations sans stockage d'énergie (Seuil réseau à 70 %). Critères d'impact réseau. _____ 128
Tableau 30. Etude comparative des configurations obtenues sur la base du juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage et des configurations sans stockage d'énergie (Seuil réseau à 30 %). Critères de gestion énergétique. _____ 131

Tableau 31. Etude comparative des configurations obtenues sur la base du juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage et des configurations sans stockage d'énergie (Seuil réseau à 30%). Critères d'impact réseau. _____ *132*
*Tableau 32. Juste Dimensionnement des systèmes de production (PV) et de stockage. (1) Approche prédictive. (2) Approche non prédictive, sans stockage d'énergie. (3) Approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 70 %. (4) Approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 30 %. Critères de gestion énergétique.*_____ *136*
Tableau 33. Juste Dimensionnement des systèmes de production (PV et éolienne) et de stockage. (1) Approche prédictive. (2) Approche non prédictive, sans stockage d'énergie. (3) approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 70 %. (4) Approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 30 %. Critères de gestion énergétique. _____ *137*
Tableau 34. Juste Dimensionnement des systèmes de production (PV) et de stockage. (1) Approche prédictive. (2) Approche non prédictive, sans stockage d'énergie. (3) Approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 70 %. (4) Approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 30 %. Critères d'impact réseau. *138*
Tableau 35. Juste Dimensionnement des systèmes de production (PV et éolienne) et de stockage. (1) Approche prédictive. (2) Approche non prédictive, sans stockage d'énergie. (3) approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 70 %. (4) Approche non prédictive, avec stockage d'énergie et seuil à 30 %. Critères d'impact réseau. _____ *139*
*Tableau 36. Approche predictive vs. approche non prédictive, pour un seuil réseau à 70 % (référence). Critères de gestion énergétique.*_____ *141*
*Tableau 37. Approche predictive vs. approche non prédictive, pour un seuil réseau à 70 % (référence). Critères d'impact réseau (seuils à 30 et 70 %).*_____ *142*
*Tableau 38. Approche predictive vs. approche non prédictive, pour un seuil réseau à 30 % (référence). Critères de gestion énergétique.*_____ *145*
*Tableau 39. Approche predictive vs. approche non prédictive, pour un seuil réseau à 30 % (référence). Critères d'impact réseau (seuils à 30 et 70 %).*_____ *146*

NOMENCLATURE

STRATÉGIE DE GESTION ET CRITÈRES D'ÉVALUATION

$\%_{ac}$	Critère d'autoconsommation d'énergie [%]
$\%_{EnR_c}$	Taux de couverture EnR [%]
Δ	Écart entre la production EnR et la charge [kWh]
ΔE_{seuil}	Écart normalisée entre le seuil et l'état du réseau électrique
η_{bat}	Rendement de la batterie [%]
η_{ond}	Rendement de l'onduleur [%]
τ	Taux horaire d'autodécharge [% par mois]
Ch_{hab}	Charge de l'habitat [MWh]
$Ch_{rés}$	Charge du réseau électrique [MWh]
D_{HP}	Durée de la période creuse [minute]
D_I	Durée de la période intermédiaire [minute]
D_P	Durée de la période de pointe [minute]
D_{P_p}	Durée de la période du deuxième pic proche à venir [minute]
E_{bat}	Énergie présente dans la batterie [kWh]
$E_{bat_{max}}$	Énergie maximale contenue dans la batterie [kWh]
$E_{bat_{min}}$	Énergie minimale contenue dans la batterie [kWh]
E_{ch}	Énergie demandée par la charge [kWh]
E_{dest}	Énergie déstockée de la batterie [kWh]
E_{EDF}	Énergie soutirée au réseau électrique [kWh]
E_{EDF_p}	Énergie soutirée en période de pointe sur l'horizon de prédiction [kWh]
E_{inj}	Énergie injectée sur le réseau électrique [kWh]
EnR_c	Énergie renouvelable consommée [kWh]
EnR_p	Énergie renouvelable produite [kWh]
$E_{rés}$	État du réseau électrique [P : Pointe, I : Intermédiaire, C : Creux]
E_{st}	Énergie stockée dans la batterie [kWh]
I_{inj}	Impact en injection de l'habitat sur le réseau électrique [-]
I_g	Impact global de l'habitat sur le réseau électrique [-]
I_{sout}	Impact en soutirage de l'habitat sur le réseau électrique [-]
I_r	Irradiation solaire [$W.m^{-2}$]
J_c	Critère de confort thermique [°C]
$J_{coût}$	Critère de coût économique [€]
J_{EnR}	Critère d'utilisation de l'énergie renouvelable [%]
$J_{rés}$	Critère d'état du réseau électrique [1 : pointe, 0 : creux]
P_{En}	Prix de l'énergie électrique [$€.kWh^{-1}$]
T_c^{chauf}	Température de consigne en chauffage [°C]
T_c^{clim}	Température de consigne en climatisation [°C]
T_{ext}	Température extérieure [°C]
T	Température moyenne de l'habitat ou de la pièce considérée [°C]
V_{vent}	Vitesse du vent [$m.s^{-1}$]

$\alpha_{I_{SC}}$	Coefficient de température du courant de court-circuit [A. K^{-1}]
$\beta_{V_{OC}}$	Coefficient de température de la tension en circuit ouvert [V. K^{-1}]
θ	Angle d'incidence pour le rayonnement solaire [°]
θ_r	Angle de réfraction [°]
$\tau\alpha$	Produit du module de transmission absorption
a	Paramètre du modèle définit à l'équation X [eV]
a_{ref}	Paramètre du modèle définit à l'équation X aux conditions de référence [eV]
E_g	Gap [eV]
$E_{g,T_{ref}}$	Gap à la température de référence (1,121 eV pour le silicium) [eV]
G_T	Rayonnement incident total sur le PV [W. m^{-2}]
$G_{T,NOCT}$	Rayonnement incident aux conditions NOCT [W. m^{-2}]
I	Courant [A]
I_0	Courant de saturation inverse de la diode [A]
$I_{0,ref}$	Courant de saturation inverse de la diode aux conditions de référence [A]
I_L	Photo-courant du module [A]
$I_{L,ref}$	Photo-courant du module aux conditions de référence [A]
I_{mp}	Courant au point de puissance maximum de la courbe caractéristique IV [A]
$I_{mp,ref}$	Courant au point de puissance maximum de la courbe caractéristique IV aux conditions de référence [A]
$I_{sc,ref}$	Courant de court-circuit aux conditions de référence [A]
k	Constante de Boltzmann [$1{,}38066 \cdot 10^{-23}$ J. K^{-1}]n
K	Coefficient d'extinction de la surface [m^{-1}]
L	Épaisseur de la surface [m]
M	Modificateur de masse d'air
n	Niveau de réfraction
N_s	Nombre de cellules élémentaires en série au sein d'un module
n_I	Facteur d'idéalité
NS	Nombre de modules en série dans le PV
NP	Nombre de modules en parallèle dans le PV
q	Constante de charge d'un électron [$1{,}60218 \cdot 10^{-19}$ C]
R_s	Résistance série d'un module [Ω]
$R_{s,ref}$	Résistance série d'un module aux conditions de référence [Ω]
R_{sh}	Résistance shunt d'un module [Ω]
$R_{sh,ref}$	Résistance shunt d'un module aux conditions de référence [Ω]
S	Rayonnement totale absorbé [W. m^{-2}]
T_a	Température ambiante [K]
T_c	Température du module [K]
$T_{c,NOCT}$	Température du module aux conditions NOCT [K]
$T_{c,ref}$	Température du module aux conditions de référence [K]
U_L	Coefficient de perte thermique du PV [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$]

V	Tension [V]
V_{mp}	Tension au point de puissance maximum de la courbe caractéristique IV [V]
$V_{mp,ref}$	Tension au point de puissance maximum de la courbe caractéristique IV aux conditions de référence [V]
$V_{oc,ref}$	Tension de court-circuit aux conditions de référence [V]

MODÉLISATION DE L'ÉOLIENNE

A_1	Surface du contrôle de volume en amont du rotor [m^2]
A_w	Surface en aval du sillage du rotor [m^2]
P_0	Pression du flux libre [Pa]
P_R^+	Pression en amont du rotor [Pa]
P_R^-	Pression en aval du rotor [Pa]
Q	Flux de masse sur les bords du contrôle de volume
U_0	Vitesse du flux libre [$m.s^{-1}$]
U_R	Vitesse à travers le rotor [$m.s^{-1}$]
U_w	Vitesse en aval du sillage du rotor [$m.s^{-1}$]

MODÉLISATION DE LA BATTERIE

η_{bat}	Rendement de la batterie [%]
η_{ond}	Rendement de l'onduleur [%]
DOD	Taux de profondeur de décharge [%]
E_{bat}	Énergie présente dans la batterie [kWh]
$E_{bat_{max}}$	Énergie maximale contenue dans la batterie [kWh]
$E_{bat_{min}}$	Énergie minimale contenue dans la batterie [kWh]
E_{ch}	Énergie demandée par la charge [kWh]
EnR_p	Énergie renouvelable produite [kWh]

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Comme conséquence de la diminution des ressources énergétiques fossiles ainsi que de l'augmentation de la demande énergétique mondiale, en raison notamment de la croissance démographique et économique dans les pays en voie de développement, les préoccupations environnementales sont grandissantes. C'est pourquoi l'Homme s'intéresse aux énergies dites propres, vertes, ou moins polluantes afin principalement de lutter contre le réchauffement climatique, de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de promouvoir l'efficacité énergétique (Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques, protocole de Kyoto). Ainsi, de nos jours, l'implantation de systèmes de production décentralisés est en plein essor, ce qui impose le développement de nouvelles approches de gestion afin, notamment, d'intégrer le caractère intermittent des différentes ressources énergétiques considérées.

L'injection massive d'une production décentralisée sur le réseau de distribution peut avoir un impact sur son fonctionnement, impact qui peut s'étendre jusqu'au réseau de transport : impact sur les grandeurs électriques (flux de puissance, plan de tension, courant de court-circuit), sur l'exploitation et sur la planification du réseau (stabilité, plan de protection, continuité et qualité de service, etc.). En effet, le réseau électrique a été pensé de manière radiale et unidirectionnelle pour acheminer l'électricité des centres de production jusqu'aux consommateurs. Le réseau de distribution n'a en particulier pas été conçu pour recevoir une production décentralisée mais pour acheminer l'électricité. Le réseau de distribution actuel n'est donc plus passif mais actif et doit évoluer vers plus de flexibilité et d'intelligence, favorisant l'intégration de cette production d'électricité et en améliorant la gestion, dans des conditions économiques et de sécurité. Ainsi, le problème majeur lié à l'exploitation du réseau électrique est de maintenir en permanence l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle d'énergie électrique, celle-ci ne pouvant être stockée facilement. Nous sommes donc confrontés à un besoin de gestion et de maîtrise de la demande énergétique. Ceci est possible en développant des systèmes intelligents capables de minimiser les impacts induits par l'injection de la production décentralisée et la recherche de nouvelles architectures pour le réseau.

Dans le secteur du bâtiment (gros consommateur d'énergie), la gestion des ressources énergétiques nécessite le développement de structures de contrôle efficaces. Par ailleurs, avoir recours à des systèmes de stockage permet une meilleure adéquation entre besoins et production. Ainsi, l'objectif des travaux présentés est de proposer puis de tester en simulation des approches de gestion des ressources à l'échelle d'un micro-réseau, un habitat individuel. Le contexte et les enjeux sont présentés dans le chapitre 1. Dans le chapitre 2, plusieurs approches globales et multicritères de gestion énergétique à l'échelle d'un micro-réseau, intégrant une production locale, sont présentées.

- *Approche de gestion non prédictive, sans système de stockage.* Elle servira d'approche de référence.

- *Approche de gestion non prédictive, avec système de stockage.* Elle s'appuie sur la production décentralisée, la charge du micro-réseau, l'état de la batterie et la charge du réseau électrique.

- *Approche de gestion prédictive.* Elle dépend de la production décentralisée, de la charge, de l'état de la batterie, ainsi que de l'état du réseau électrique à chaque instant, ainsi que de leur anticipation sur un horizon de prédiction.

Ces approches doivent tenir compte d'un certain nombre de contraintes et doivent satisfaire plusieurs critères. En effet, la production et la consommation énergétique sont impactées par des considérations de natures géographique (la localisation et l'orientation du bâtiment et des systèmes de production), climatique, physique (le type d'habitat, son niveau d'isolation et les possibilités d'implantation des systèmes de production et de stockage) ou socioculturelle. Une gestion efficace des ressources énergétiques à l'échelle du micro-réseau doit également tenir compte des coûts économiques liées à la production et à la consommation d'énergie, du confort (notamment thermique) des occupants, des possibilités offertes par la stratégie choisie (réduire la consommation, promouvoir l'autoconsommation et la diminution des émissions de CO_2) et de l'état du réseau électrique (périodes de forte ou de faible consommation).

Le micro-réseau considéré est un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant une production locale. Ainsi, les travaux présentés ont débuté par la modélisation de systèmes de production et de stockage d'énergie puis de plusieurs types d'habitats individuels. Différents scénarios d'occupation ont été développés. Le logiciel TRNSYS a été utilisé afin de décrire le comportement thermique des bâtiments considérés. Des courbes de charges ont été exploitées pour mettre en évidence les vecteurs de la consommation énergétique. Pour ce travail, un seul type d'habitat a été considéré, une maison de plain-pied de 150 m^2 selon la loi Carrez située à Perpignan et occupée par quatre personnes (un couple et deux enfants). Le mode de vie des occupants a été modélisé. Des panneaux solaires photovoltaïques, une éolienne à axe vertical et une batterie pour le stockage sont pris en compte (mix énergétique). Le scénario d'occupation permet de gérer le fonctionnement du système de chauffage, la climatisation et les appareils électroménagers. Enfin, une régulation de la température basée sur des consignes de température intérieure (tenant compte des caractéristiques thermiques et du nombre d'occupants) est mise en œuvre. Des critères de performance permettent d'évaluer le confort des occupants, les coûts économiques et environnementaux, ainsi que l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables sont proposés.

Dans le chapitre 3, les stratégies sont testées en simulation. Une étude paramétrique est réalisée afin d'optimiser le dimensionnement des systèmes de production et de stockage pour chacune de ces stratégies. L'objectif des travaux est de réduire la consommation d'énergie (notamment d'origine fossile), de favoriser l'autoconsommation et de minimiser l'impact du bâtiment sur le réseau électrique, tout en tenant compte de l'ensemble des contraintes précédemment énoncées. Différents niveaux d'isolation thermique sont considérés, tout comme une tarification dynamique, associée à l'implantation d'un compteur, offrant une perception évolutive et précise des charges et de la production, ce qui autorise une meilleure gestion énergétique.

CHAPITRE 1. LA MAITRISE DE L'ÉNERGIE : LE CONTEXTE, LES ENJEUX, LES APPROCHES

1. INTRODUCTION

Ce premier chapitre détaille le contexte et les enjeux de la maitrise de l'énergie, ainsi que les différentes approches pour y parvenir.

Dans un premier temps, le contexte énergétique et environnemental au sein duquel s'inscrivent les travaux présentés est analysé. Est constaté un réchauffement climatique mondial, avec notamment une élévation de la température moyenne à la surface de la Terre, dû à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Cet accroissement est lié en particulier aux activités anthropiques. De plus, l'un des grands enjeux du XXI^{ème} siècle est de faire face à la diminution des ressources énergétiques fossiles, les besoins de l'Homme étant par ailleurs sans cesse croissants. Ceci impose la mise en place d'un développement durable.

Dans la seconde partie de ce chapitre, les solutions mises en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et développer les énergies renouvelables sont exposées, grâce notamment à la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques et le protocole de Kyoto. D'autres directives à l'échelle nationale, ou intergouvernementale, sont mises en place. Le cas de l'Union Européenne, et en particulier de la France, sera abordé, avec la volonté de réduire la consommation générale d'énergie (toutes énergies confondues) et de remplacer une partie de l'énergie fossile consommée par des énergies renouvelables.

Dans la troisième partie, une étude de la production et de la consommation de l'énergie par forme et par secteur permet de mettre en évidence que le bâtiment est responsable d'une grande partie de la consommation énergétique et donc des émissions de CO_2.

L'exploitation de nouvelles ressources énergétiques amène à une mutation du réseau électrique. Cette mutation est détaillée dans la quatrième partie de ce chapitre. En effet, l'implantation de systèmes de production décentralisés exige la mise en œuvre de nouvelles approches de gestion afin, notamment, d'en appréhender le caractère intermittent. Le réseau électrique, à l'équilibre fragile, doit évoluer vers plus de flexibilité et d'intelligence, favorisant ainsi l'intégration de cette production et permettant l'amélioration des conditions économiques et de sécurité du transport et de la distribution de l'électricité.

Enfin la cinquième et dernière partie de ce chapitre met l'accent sur la maitrise de l'énergie dans le secteur du bâtiment. Différentes approches de gestion de la production et de la consommation sont présentées, dans le but de trouver un équilibre entre offre et demande.

2. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

2.1. RECHAUFFEMENT CLIMATIQUE

2.1.1. CHANGEMENTS CLIMATIQUES OBSERVÉS ET EFFETS CONSTATÉS

Ce travail de thèse est au cœur de la problématique du réchauffement climatique global. En effet, la décennie 2001-2010 est la plus chaude qui ait été constatée depuis 1850 (Figure 1). La tendance linéaire au réchauffement entre 1906 et 2005 est de 0,74 °C (en fait, comprise entre 0,56 et 0,92 °C) [RAJ 2008].

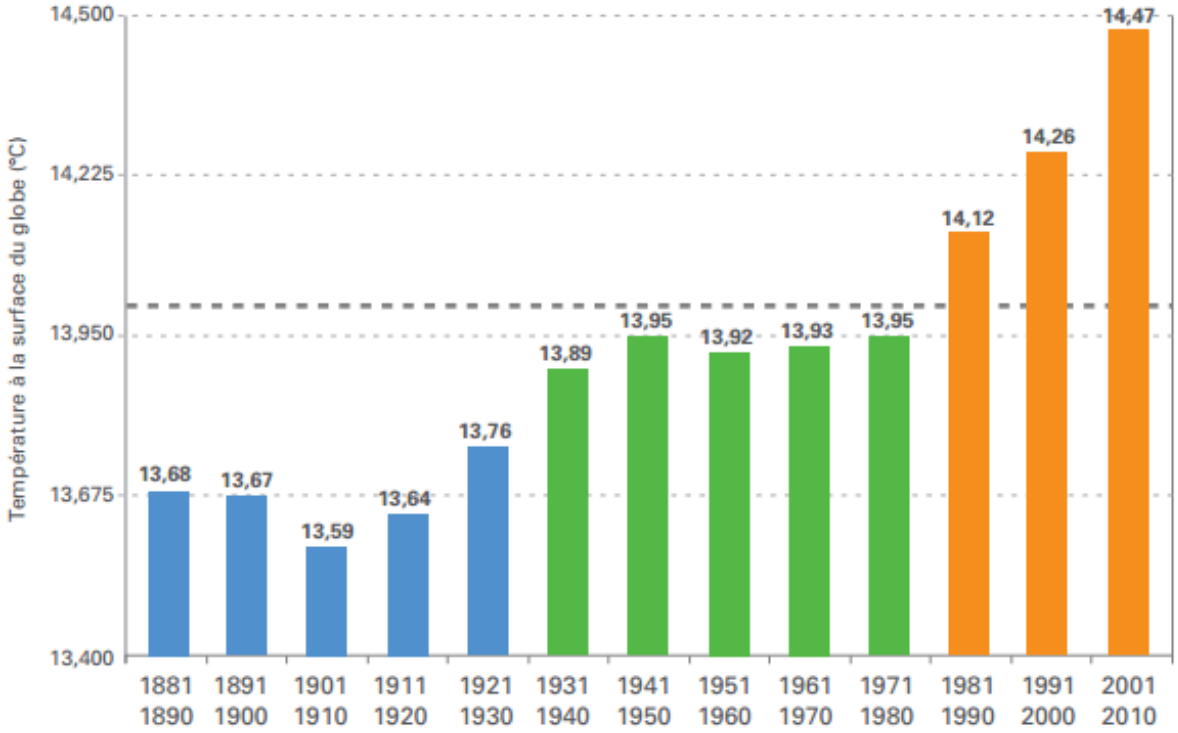


FIGURE 1. MOYENNE DÉCENNALE DES TEMPÉRATURES À LA SURFACE DU GLOBE (TERRES ÉMERGÉES ET OCÉANS CONFONDUS) (°C). LA LIGNE HORIZONTALE GRISE (EN POINTILLÉS) INDIQUE LA VALEUR MOYENNE POUR LA PÉRIODE 1961-1990 (14 °C) [OMM 2013].

Le réchauffement climatique de l'atmosphère n'est pas un phénomène local, il est ainsi généralisé à tous les continents, avec des variations plus ou moins importantes. En effet, comme le montre les Figures 1 et 2, parmi les dix-huit dernières années (1995-2012), on trouve les dix-sept années les plus chaudes depuis 1990 (à l'exception de l'année 1996) à l'échelle mondiale. En réalité, le réchauffement climatique est plus faible au niveau des tropiques qu'il ne l'est au niveau des pôles et, de la même manière, plus important sur les territoires côtiers que pour ceux éloignés des mers ou des océans [RF 2012a]. Pour ce qui est de la France, cette répartition inégale du réchauffement se vérifie également puisque c'est surtout le sud-ouest de la métropole qui subit la plus forte augmentation de température, avec plus de 1,1 °C contre 0,7 °C pour le nord-est du pays [RF 2013d].

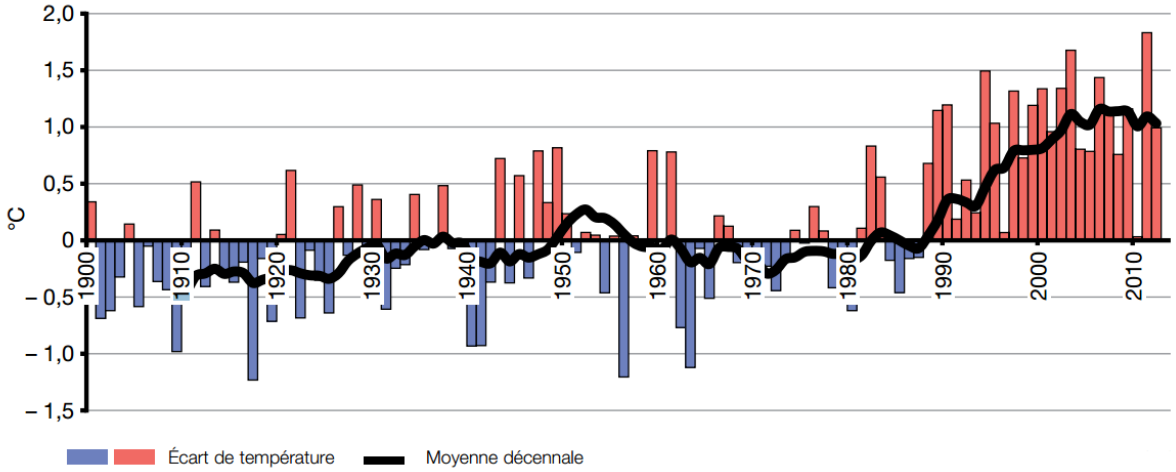


FIGURE 2. ÉCART ENTRE LA TEMPÉRATURE MOYENNE ANNUELLE DE L'AIR À LA SURFACE DU GLOBE ET LA MOYENNE DE RÉFÉRENCE POUR LA PÉRIODE 1961-1990, SOIT 14°C [RF 2013D].

Les conséquences du réchauffement climatique ne sont pas négligeables puisque l'on constate, par exemple, une tendance à la diminution de l'étendue annuelle moyenne des glaces de 2,7 % par décennie depuis 1978 [RAJ 2008]. Par ailleurs, depuis 1961, on note une élévation importante de 1,8 mm par an du niveau des mers et des océans et de 3,1 mm par an depuis 1993. Cette élévation est due en grande partie à la dilatation thermique des océans et à la fonte des glaces (glaciers, calottes polaires, couvertures neigeuses, pergélisols) [RAJ 2008]. L'augmentation du niveau des océans participe également à la salinisation des nappes phréatiques côtières, ce qui pose un gros problème sanitaire au niveau mondial. Cette élévation du niveau des mers est très inquiétante puisque la moitié de la population humaine vit près des côtes et elle sera probablement à l'origine de la migration de ces populations côtières vivant dans des zones inondées ou n'ayant plus accès à l'eau potable. Notons également que l'augmentation de la température favorise l'apparition d'évènements extrêmes dépassant de beaucoup les niveaux de référence (augmentation de la fréquence moyenne d'apparition ou de l'intensité moyenne) tels que des canicules, des cyclones, des tempêtes, des pluies intenses… Par exemple, des journées sont considérées comme inhabituellement chaudes lorsque la température observée se situe au-delà de 90 % des températures les plus chaudes enregistrées sur la période 1951-1990 [RF 2012a].

L'augmentation de la température pose donc la question des causes ayant engendrées ce problème d'ordre mondial afin de savoir s'il est possible de corriger cette tendance et d'en limiter les impacts.

2.1.2. CAUSES DU RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE

Afin de trouver des éléments de réponse à cette question, il faut évoquer les circonstances qui influent sur la température moyenne terrestre : la présence du soleil et l'effet de serre naturel. En effet, la température moyenne de notre planète résulte de l'équilibre entre le flux de rayonnement qui lui parvient du soleil et le flux de rayonnement infrarouge renvoyé vers l'espace. Le mécanisme de l'effet de serre est présenté Figure 3. Le Soleil fournit l'essentiel de l'énergie à la Terre par l'intermédiaire de ses rayons. L'énergie solaire absorbée par cette dernière est alors réémise sous la forme de rayonnements infrarouges. Sans atmosphère, la

température à la surface de la Terre serait d'environ -19 °C. Cependant, elle est entourée d'une atmosphère composée de différents gaz atmosphériques, dits gaz à effet de serre, qui lui permettent de conserver temporairement une partie de l'énergie solaire reçue. Grâce à la présence de ces gaz à effet de serre, les rayons infrarouges émis par la Terre sont réémis vers le sol, ce qui permet de conserver plus longtemps cette énergie autour de la planète et donc d'augmenter sa température moyenne à une valeur proche de 14 °C. Les gaz qui contribuent à cet effet de serre sont principalement la vapeur d'eau (60 %), le dioxyde de carbone (26 %), l'ozone (8 %) et le méthane avec les oxydes d'azotes (6 %) [RF 2012b].



FIGURE 3. FLUX D'ÉNERGIE SANS (À GAUCHE) ET AVEC (À DROITE) GAZ À EFFET DE SERRE [RF 2012B].

Ainsi, pour comprendre l'élévation de la température terrestre, il faut s'intéresser à la variation de l'activité solaire et à la quantité de gaz à effet de serre présente dans l'atmosphère.

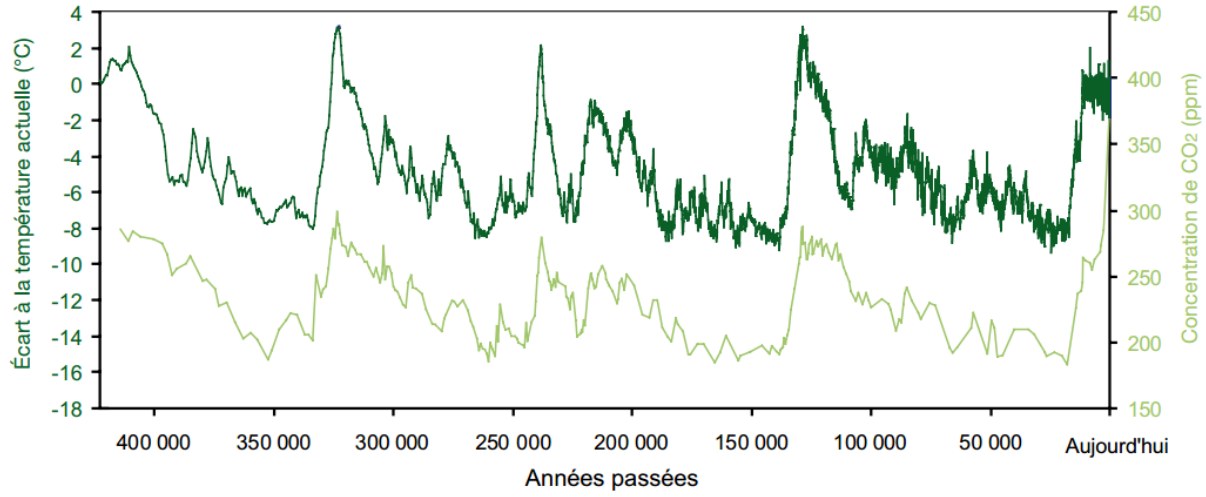


FIGURE 4. TEMPÉRATURE ET CONCENTRATION DE CO_2 DANS L'ATMOSPHÈRE AU COURS DES 400 000 DERNIÈRES ANNÉES [RF 2010A].

Si on s'intéresse à la variation de la quantité de gaz à effet de serre, on constate que, depuis toujours à l'échelle géologique, il existe une forte adéquation entre la température moyenne à la surface de la Terre et la concentration en gaz à effet de serre. La Figure 4 présente les évolutions comparées de la température moyenne sur Terre et de la concentration en CO_2, qui est en proportion l'un des principaux gaz à effet de serre, pour les 400 000 dernières années. On voit que la corrélation entre ces deux variables est très importante. De manière générale, on constate une augmentation très rapide de la concentration de tous les gaz à effet de serre issus de la combustion d'énergie depuis le début de l'ère industrielle (1850), comme le montre la Figure 5. Cette dernière présente leur évolution depuis le début de notre ère.

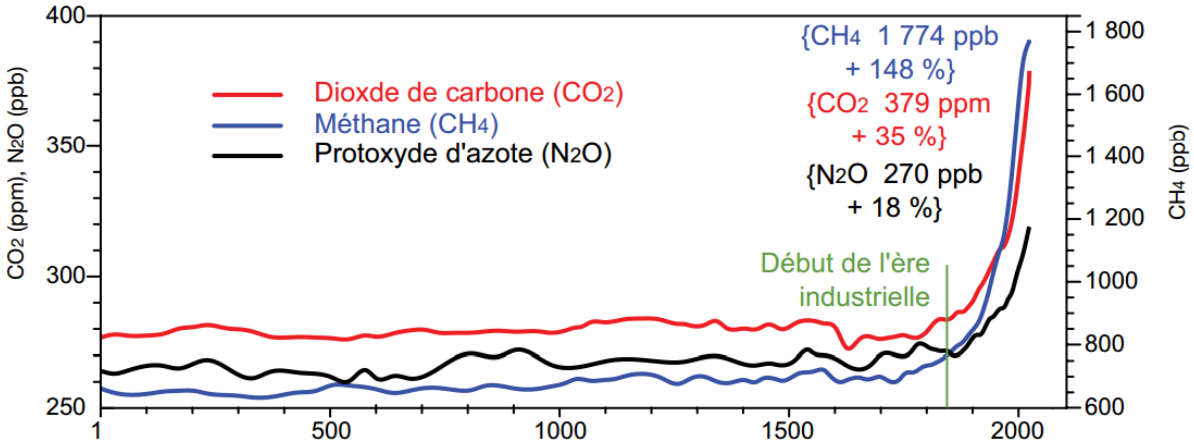


FIGURE 5. CONCENTRATIONS ATMOSPHÉRIQUES DE GAZ À EFFET DE SERRE DE L'AN 1 À 2005 [RF 2012B].

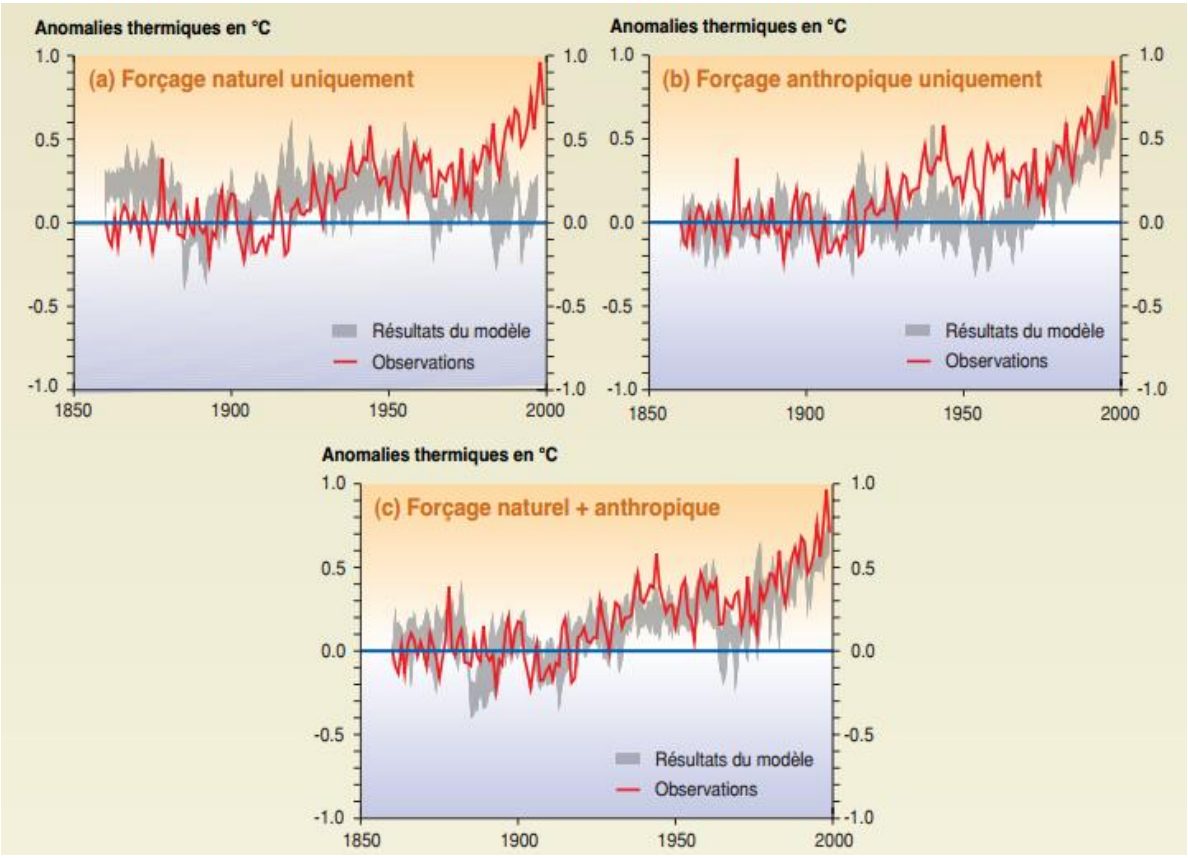


FIGURE 6. COMPARAISON ENTRE LA MODÉLISATION ET LES OBSERVATIONS DE L'AUGMENTATION DES TEMPÉRATURES DEPUIS 1860 [GIE 2001].

Des modèles climatiques ont été utilisés afin de retracer l'évolution de la température moyenne terrestre d'origine naturelle et anthropique. La comparaison des simulations obtenues et des résultats mesurés fournit des indications sur les causes des changements climatiques majeurs (Figure 6). Si l'on prend en compte uniquement les facteurs naturels influant sur le climat (a), principalement la variation de l'activité solaire, les résultats montrent que les variations naturelles n'expliquent qu'une faible partie de l'évolution actuelle de la température terrestre. En prenant uniquement en compte l'influence anthropique (b), notamment les émissions

importantes de gaz à effet de serre, une corrélation plus importante du modèle et de la réalité est observée, sans être toutefois excellente. C'est en prenant en compte à la fois les influences naturelle et anthropique (c) que l'on obtient la meilleure adéquation. Ceci signifie que l'homme a une part de responsabilité importante dans l'augmentation de la température moyenne terrestre au cours du dernier siècle. Les rejets massifs de gaz à effet de serre, notamment de CO_2, contribuent majoritairement à la variation de température constatée.

La Figure 7 présente les émissions mondiales anthropiques de gaz à effet de serre. La partie (a) concerne les émissions annuelles dans le monde de 1970 à 2004, la partie (b) décrivant les parts respectives des différents gaz à effet de serre anthropiques dans les émissions totales de 2004 (en équivalent-CO_2). Enfin, la partie (c) détaille les contributions des différents secteurs aux émissions totales en 2004 (la foresterie inclut le déboisement) (en équivalent-CO_2). Il apparait que le CO_2 est le principal gaz à effet de serre anthropique, avec une progression de +80 % entre 1970 et 2004, année au cours de laquelle il représentait 77 % des émissions totales. Son émission est due en très grande partie à la combustion de l'énergie fossile (56,6 % du total, soit 73,8 % des émissions de CO_2). Par ailleurs, l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre entre 1970 et 2004 est principalement due à l'approvisionnement énergétique, aux transports et à l'industrie. La hausse due aux bâtiments à usage résidentiel ou commercial, à la foresterie et à l'agriculture a été plus lente.

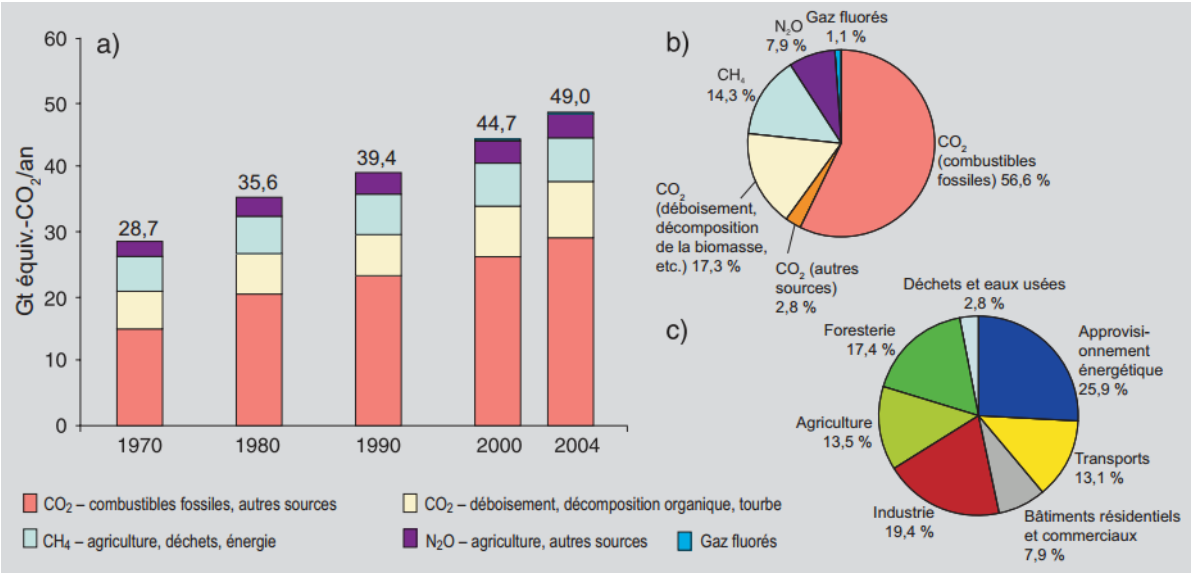


FIGURE 7. ÉMISSIONS MONDIALES DE GAZ À EFFET DE SERRE ANTHROPIQUES [RAJ 2008].

2.2. AUGMENTATION DES BESOINS EN ENERGIE

Comme nous venons de le voir, c'est la consommation d'énergie fossile qui est responsable de la grande majorité des rejets de gaz à effet de serre. Hors, au niveau mondial, la demande énergétique est tendanciellement en forte croissance. Jusqu'en 1970, la croissance de la demande en énergie était étroitement liée à la croissance économique. Le pétrole, en plein essor, a permis de faire face au développement industriel et au déclin du charbon auquel il s'est substitué. Au cours de ces quarante dernières années, la consommation énergétique mondiale a connu une croissance rapide, passant de près de 5000 Mtep en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a été multipliée par plus de 2,4 en 40 ans, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne

de l'ordre de 2,24 %. La Figure 8 présente, par type d'énergie, la croissance de la consommation énergétique mondiale de 1987 à 2012. La consommation énergétique mondiale devrait poursuivre sa croissance au cours des quarante prochaines années. Selon une estimation de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la consommation énergétique mondiale devrait augmenter de 56 % entre 2010 et 2040, entrainant une hausse de 46 % des émissions de CO_2. Cette augmentation de la consommation énergétique mondiale est principalement imputable à la croissance démographique et à la croissance économique. La population mondiale a dépassé les sept milliards d'individus en 2010 et devrait atteindre les neuf milliards à l'horizon 2050, soit une hausse de près de 30 %. La croissance économique mondiale, principalement soutenue par les pays émergents non-membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économique (OCDE), au premier rang duquel la Chine, contribuera à l'augmentation des besoins énergétiques mondiaux. En effet, selon l'AIE, la Chine et l'Inde vont voir leurs consommations énergétiques augmenter de 90 % d'ici 2040, soit au total la moitié de l'augmentation mondiale. *A contrario*, les pays membres de l'OCDE, comme les États-Unis, le Japon et les pays de l'Union Européenne n'augmenteront leur consommation énergétique que de 17 % d'ici 2040. Ainsi, selon l'AIE, les pays hors OCDE seraient à l'origine de 90 % de la croissance démographique, de 70 % de la croissance économique mondiale et de 90 % de la croissance de la demande en énergie d'ici 2035. La croissance de la demande d'électricité devrait être encore plus soutenue du fait de l'électrification des besoins et de l'urbanisation croissante.

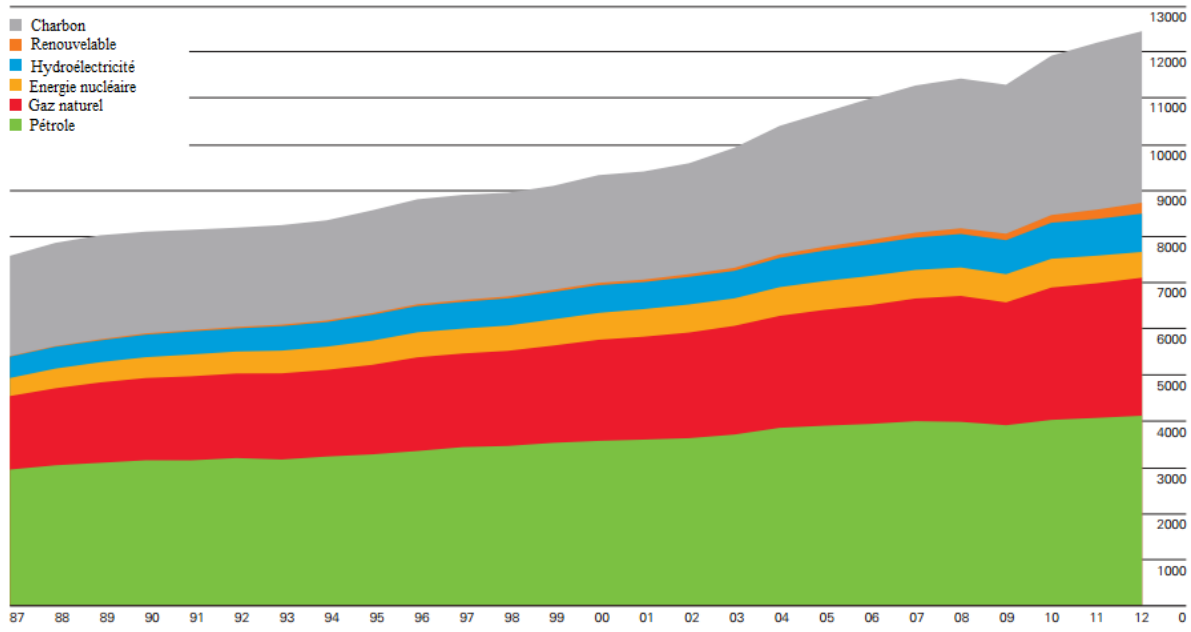


FIGURE 8. CONSOMMATION MONDIALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE PAR TYPE D'ÉNERGIE (MTEP) [BP2013].

2.3. ÉPUISEMENT DES RESSOURCES ENERGETIQUES FOSSILES

La consommation énergétique mondiale est fondée sur l'exploitation de ressources fossiles (pétrole, gaz, ou charbon) et fissile (uranium). Ces dernières couvrent aujourd'hui plus de 80 % de la consommation mondiale d'énergie. L'énergie fossile est issue de roches formées par la fossilisation de végétaux enfouis et stockées dans le sous-sol durant plusieurs millions d'années. Quant à l'uranium 235, utilisé comme combustible dans les réacteurs à fission nucléaire, il provient de gisements d'uranium naturel et son stock ne se reconstitue pas à l'échelle de la vie

dans le système solaire. Ces ressources sont donc définies comme non renouvelables car leur épuisement au rythme de leur consommation actuelle est inévitable. En effet, les réserves prouvées sont estimées à près de 900 Gtep pour le pétrole, le gaz naturel et le charbon [BP 2013] et à deux millions et demi de tonnes pour l'uranium [CE 2000]. La consommation annuelle en énergie primaire s'élevait en 2012 à plus de 12 Gtep [BP 2013].

TABLEAU 1. ESTIMATION DES DURÉES D'EXPLOITATION DES RESSOURCES NON RENOUVELABLES SUR LA BASE DE LA CONSOMMATION ACTUELLE OU RAPPORTÉE À LA TOTALITÉ DES BESOINS ACTUELS (2007) [MUL 2011].

Ressource	Rapport réserves exploitables sur consommation annuelle	Rapport ramené à la totalité de la consommation annuelle primaire
Pétrole	42 ans	13 ans
Gaz	65 ans	13 ans
Charbon	160 ans	38 ans
Uranium	80 ans	4,7 ans

En mettant en parallèle la quantité d'hydrocarbure consommée chaque année (et son augmentation supposée) et les réserves actuelles découvertes et à découvrir, il est possible de définir un scénario prévisionnel pour la production mondiale de ressources énergétiques fossiles (Tableau 1). Ce scénario prévoit un déclin de la production et une augmentation significative du coût de l'extraction. Cette phase, appelée « pic pétrolier » ou « pic de Hubbert », devrait avoir lieu avant 2030. La production de pétrole déclinant, elle impliquera une augmentation des prix, à mettre en parallèle avec un besoin croissant en pétrole. Tant d'un point de vue économique que technique, il est par conséquent indispensable de trouver des solutions alternatives pour remplacer ces énergies, ainsi que d'en réduire la consommation au niveau mondial, avant pénurie des ressources.

3. L'ÉNERGIE, DÉFI POLITIQUE, ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

3.1. POLITIQUE INTERNATIONALE

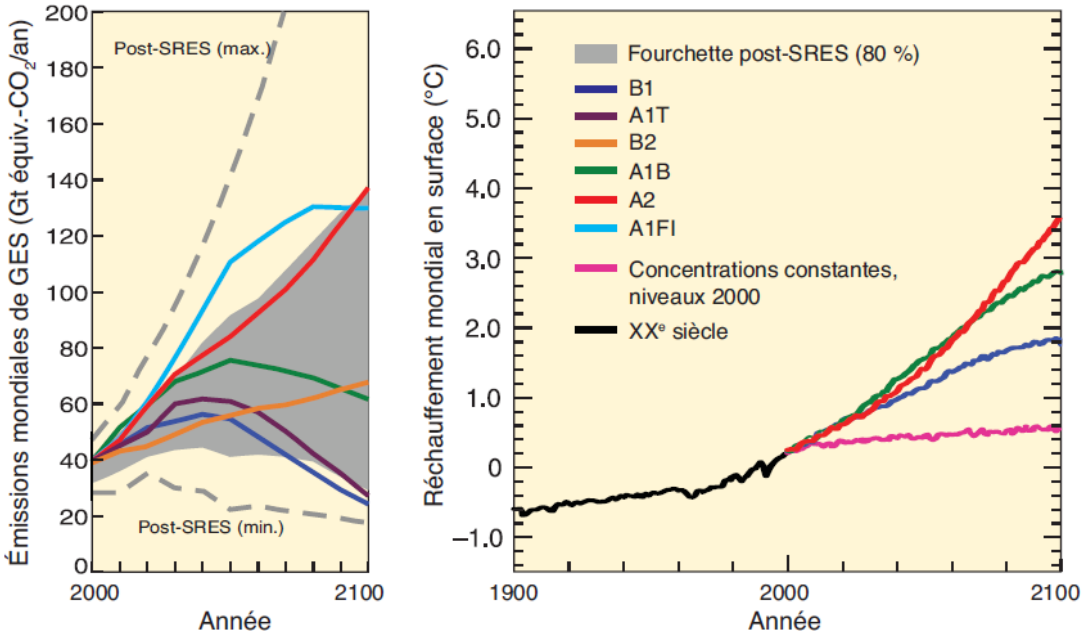


FIGURE 9. SCÉNARIOS D'ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE POUR LA PÉRIODE 2000-2100 (EN L'ABSCENCE DE POLITIQUES CLIMATIQUES ADDITIONNELES) ET PROJECTIONS RELATIVES AUX TEMPÉRATURES EN SURFACE [RAJ 2008].

Face à ce contexte énergétique, le Groupe Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) a été créé en 1988. Il est chargé d'évaluer les informations de nature scientifique, technique et socio-économique nécessaires à la compréhension des processus du changement climatique, les risques et les conséquences possibles qui en découlent et d'envisager d'éventuelles stratégies d'adaptation et d'atténuation. Il a publié son premier rapport d'évaluation en 1990, dans lequel il confirme que le climat se réchauffe et que les causes ne sont pas uniquement naturelles. Dans ce rapport, une projection des émissions de gaz à effets de serre et des effets attendus, notamment sur la température moyenne à la surface du globe, est réalisée (Figure 9). Six scénarios SRES (*Special Report on Emissions Scenarios*) sont présentés : le groupe A1 fait l'hypothèse d'un monde caractérisé par une croissance économique très rapide, un pic de la population mondiale au milieu du siècle et l'adoption rapide de nouvelles technologies plus efficaces. Cette hypothèse est divisée en trois scénarios correspondant à différentes orientations de l'évolution technologique du point de vue des sources d'énergie : à forte composante fossile (A1FI), non fossile (A1T) et avec un équilibre des sources (A1B). Le groupe B1 décrit un monde présentant les mêmes caractéristiques démographiques que celles retenues par A1, mais avec une évolution plus rapide des structures économiques vers une économie de services et d'information. Le groupe B2 fait le choix d'un monde caractérisé par des niveaux intermédiaires de croissances démographiques et économiques, privilégiant l'action locale pour assurer une durabilité économique, sociale et environnementale. Enfin, le groupe A2 décrit un monde très

hétérogène, caractérisé par une forte croissance démographique, un faible développement économique et de lents progrès technologiques. Sur la base de ces scénarios, les émissions mondiales de gaz à effet de serre devraient augmenter de 25 à 90 % entre 2000 et 2030, les combustibles fossiles gardant une place prépondérante. De plus, dans plusieurs des scénarios d'émissions SRES, un réchauffement d'environ 0,2°C par décennie au cours des vingt prochaines années est anticipé.

C'est sur ces fondements que 150 chefs d'états et de gouvernements signent en juin 1992 à Rio de Janeiro la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). Son objectif, précisé dans l'article 2, est de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique [RF 1994]. Ainsi, les pays signataires s'engagent à stabiliser leurs émissions de gaz à effet de serre au niveau de celui de 1990. En 1997, les gouvernements se sont mis d'accord pour ajouter un avenant à cette convention : le Protocole de Kyoto. Il explicite les objectifs et les moyens nécessaires à la mise en œuvre de la CCNUCC. Il engage les différentes parties (39 pays industrialisés : États-Unis, Canada, Japon, pays de l'UE, pays de l'ancien bloc communiste) sur des objectifs individuels de réduction ou de limitation de leurs émissions de gaz à effet de serre. Ces objectifs visaient une réduction totale des émissions d'au moins 5 % durant la période d'engagement, à savoir 2008-2012, par rapport aux niveaux observés en 1990. Il en découle des programmes nationaux afin de contrôler ces émissions et de s'adapter aux impacts du changement climatique.

3.2. DIRECTIVE EUROPEENNE

L'Union Européenne est à la pointe des efforts internationaux dans la lutte contre le réchauffement climatique en s'engageant dès 1990 à limiter ses émissions de CO_2, puis en ratifiant le Protocole de Kyoto.

Le paquet énergie-climat, adopté par le Conseil Européen en 2008, est une étape importante pour accroître l'efficacité énergétique et la sécurité de l'approvisionnement, ainsi que pour renforcer la position de l'Europe dans le cadre du nouvel accord international sur le climat. Il se compose de six textes ([UE 2009a], [UE 2009b], [UE 2009c], [UE 2009d], [UE 2009e], [UE 2009f]) et définit les modalités de mise en œuvre de l'objectif européen dit « 3×20 », fixé par le Conseil Européen en mars 2007, afin de lutter contre le réchauffement climatique. Cet objectif vise, d'ici 2020, à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à leurs niveaux de 1990, à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à 20 % et à améliorer de 20 % l'efficacité énergétique. Il révise le régime d'échanges d'émissions de l'Union Européenne et répartit les réductions d'émissions entre les états membres. Au-delà du paquet énergie-climat, le Conseil Européen a pour objectif de diviser par 4 les émissions de gaz à effet de serre, à l'horizon 2050, toujours par rapport à leurs niveaux de 1990. Avec l'adoption de ces mesures, l'Europe devient la première région du monde à définir des objectifs juridiquement contraignants et aussi ambitieux dans les domaines du climat et de l'énergie.

Par ailleurs, la volonté de définir un marché unique de l'énergie est un élément structurant de la politique énergétique européenne. Cet objectif, rappelé par le Conseil Européen [CE 2010], vise à permettre à la population de bénéficier de prix plus fiables et compétitifs, ainsi que d'une énergie durable.

Par conséquent, le paquet énergie-climat contribue de façon importante au projet de conclusion d'un accord international de grande envergure sur le climat lors de la convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique. Il fixe les moyens précis pour atteindre ces objectifs et les répartit entre les états membres qui sont ensuite libres, s'ils le souhaitent, d'adopter des réglementations plus restrictives.

3.3. Engagement de la France dans la lutte contre le rechauffement climatique

Conformément à ses engagements internationaux, la France cherche à relever le défi climatique. Elle a su s'adapter sur le plan politique et applique quatre grands principes détaillés dans la loi POPE (Programme de l'Orientation de la Politique Énergétique) [RF 2005]. Cette dernière contribue à l'indépendance énergétique nationale et garantit la sécurité de l'approvisionnement. Elle traite aussi de la cohésion sociale et territoriale, en assurant un accès à l'énergie pour tous et un prix compétitif pour cette énergie. Enfin, elle préserve la santé et l'environnement en luttant, en particulier, contre l'aggravation de l'effet de serre.

Afin d'atteindre ces objectifs, quatre axes principaux ont été définis. Le premier est la maitrise de la demande en énergie, afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % dès 2015 et à 2,5 % d'ici 2030. Le second axe traite de la volonté de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique en renforçant l'usage des énergies renouvelables (satisfaire, à l'horizon 2010, 10 % des besoins énergétiques grâce aux ressources énergétiques renouvelables), en maintenant l'option nucléaire ouverte, et en développant un appareil de production d'énergie performant. Ce second axe vise également à porter à 10 % la part des biocarburants et autres carburants d'origine renouvelable en 2015. Le troisième champ d'action est le développement de la recherche dans le domaine de l'énergie, dans le but de relever les défis du long terme concernant les bioénergies, la pile à combustible, la voiture propre, les bâtiments basse consommation et l'énergie solaire. Enfin, le quatrième axe porte sur l'assurance de moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins, en particulier pour garantir la qualité de fourniture de l'électricité, conforter la sécurité des réseaux électriques et gaziers et améliorer la sécurité d'approvisionnement de la France.

Le Grenelle de l'environnement a abouti à la promulgation de deux lois, la loi « Grenelle 1 » [RF 2009b] en 2009 et la loi « Grenelle 2 » [RF 2010b] en 2010. La loi « Grenelle 1 » est la loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, confirmant les engagements en matière de lutte contre le changement climatique, de préservation de la biodiversité, des écosystèmes et des milieux naturels et de prévention des risques pour l'environnement et la santé. La loi renforce également la politique de réduction des déchets et favorise la mise en place d'une démocratie écologique à travers de nouvelles formes de gouvernance et une meilleure information du public. La loi « Grenelle 2 » est la loi portant engagement national pour l'environnement. Elle vise l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, l'harmonisation des outils de planification, le domaine des transports, la réduction de la consommation d'énergie et du contenu en carbone de la production, la préservation de la biodiversité, la maitrise des risques, le traitement des déchets et la préservation de la santé et, enfin, la mise en œuvre d'une nouvelle gouvernance écologique pour une consommation et une production plus durables.

4. BILAN DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PAR TYPE ET PAR SECTEUR

Face au contexte énergétique et climatique, des directives nationales, intergouvernementales et internationales ont été établies avec l'objectif de réduire la consommation énergétique et de mieux exploiter les ressources énergétiques renouvelables. Pour cela, il est intéressant de connaitre la répartition de la consommation et de la production d'énergie par forme et par secteur.

4.1. REPARTITION PAR FORME D'ENERGIE

D'après la Figure 10, les produits pétroliers, bien qu'en baisse, sont toujours la première forme d'énergie consommée avec 41,5 % de la consommation finale d'énergie en 2012. Viennent ensuite l'électricité avec 24,7 % et le gaz avec 20,8 %. La réduction de la consommation de charbon se poursuit en 2012 avec une part de l'énergie finale consommée de seulement 3,2 %. Concernant les énergies renouvelables thermiques, celles-ci voient leur consommation augmenter et passer de 7,8 % en 1990 à 9,7 % en 2012. Leur nouvel essor est la principale évolution affectant la consommation finale d'énergie.

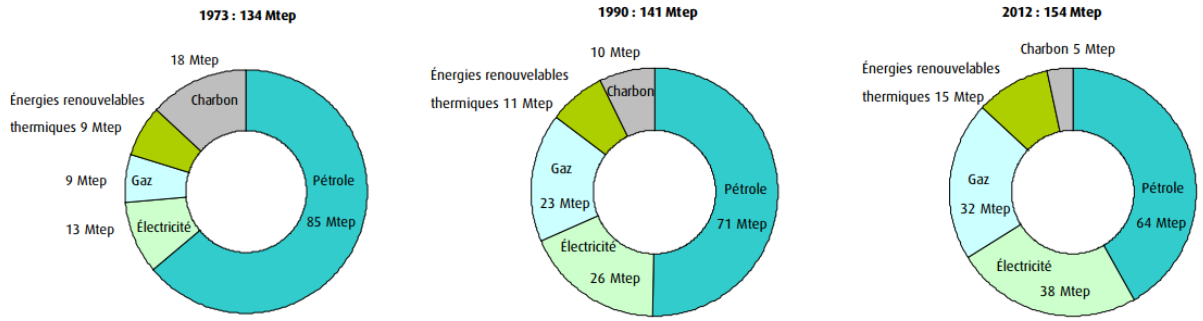


FIGURE 10. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION FINALE PAR FORME D'ÉNERGIE [RF 2013C].

4.1.1. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Une directive européenne [UE 2009a] prévoyant de porter à 20 % la part des énergies renouvelables à l'horizon 2020, il est intéressant de connaitre la structuration actuelle des énergies renouvelables en Europe, ces énergies représentent seulement 13,4 % de la consommation finale en 2011, avec 151,5 Mtep [EOE 2013]. La Figure 11 présente l'évolution de la répartition des différentes sources d'énergie renouvelable entre 2006 et 2011. On remarque que la biomasse représente quasiment les deux tiers de l'énergie primaire consommée et que sa part est en légère augmentation depuis 2006. La deuxième source d'énergie renouvelable est l'énergie hydraulique, suivie par l'énergie éolienne dont la part est en augmentation.

La France est riche en ressources énergétiques renouvelables. En 2012, la production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables (thermiques et électriques) s'élevait à 22,4 Mtep. Si la quantité d'énergie produite est importante, elle ne représente que 14 % de la production nationale [RF 2013b]. L'hydraulique y contribue à hauteur de 20 %, le bois-énergie 46 %, les biocarburants 10 %, les pompes à chaleurs 7 % et les autres filières totalisent les 17 % restants

[RF 2013b]. Cette production primaire d'énergie renouvelable a augmenté de 6,8 Mtep depuis 2005, année de référence pour la directive EnR, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,3 % sur la période 2005-2012 [RF 2013a] (Figure 12).

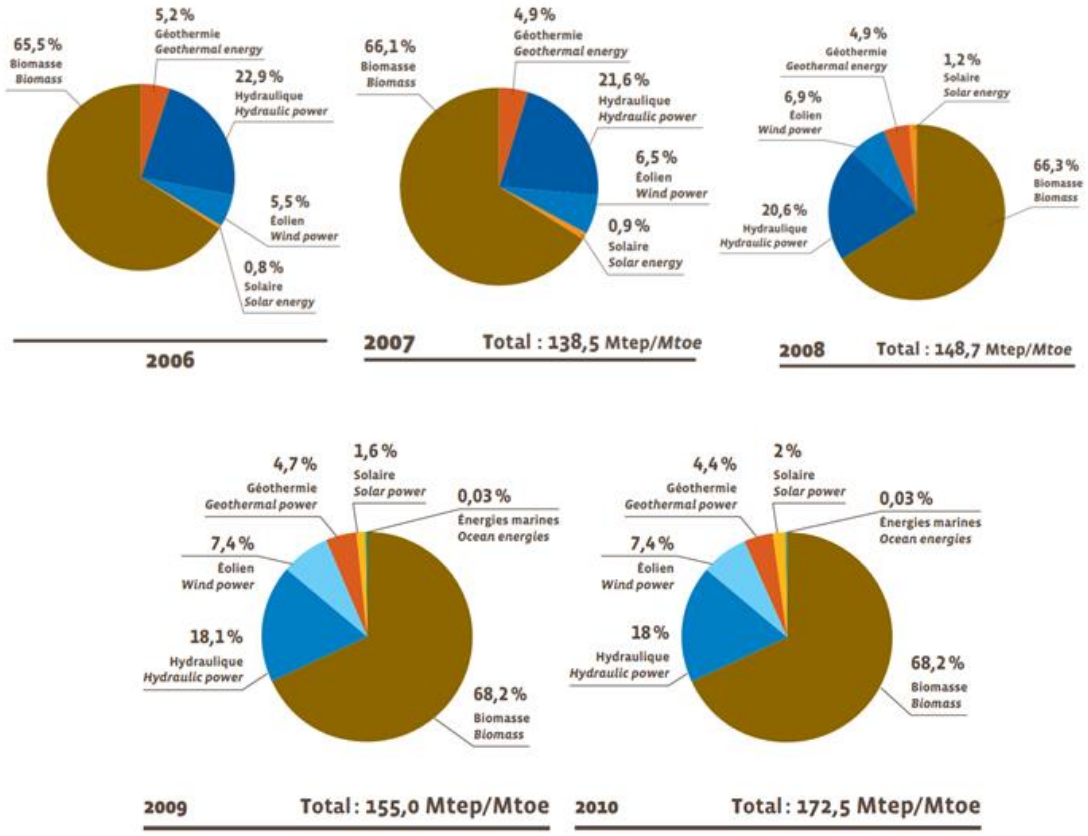


FIGURE 11. PART DE CHAQUE ÉNERGIE DANS LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE RENOUVELABLE DE L'UNION EUROPPÉENNE (EN %) [EOE 08-11].

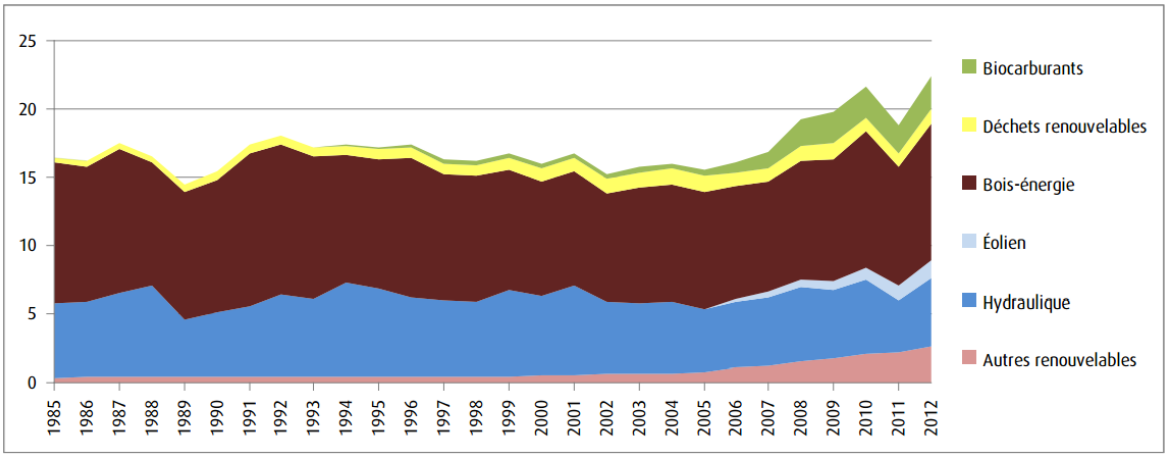


FIGURE 12. ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION PRIMAIRE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE PAR FILIÈRE EN FRANCE (EN MTEP) [RF 2013A].

4.1.2. L'ÉLECTRICITÉ

La production totale brute d'électricité se décompose en une production primaire (hydraulique, éolien, photovoltaïque et nucléaire) et une production secondaire, dans les centrales thermiques

classiques, y compris celles qui font de la cogénération. La production primaire brute s'élève à 507 TWh en France et en 2012. À cette production primaire, s'ajoute celle des centrales thermiques à flamme qui représente 54 TWh. En 2012, la production d'électricité en France a été assurée à 75,8 % par le nucléaire, à 11,2 % par l'hydraulique, à un peu moins de 9,6 % par le thermique classique à flamme, à 2,7 % par l'éolien et à 0,7 % par le photovoltaïque [RF 2013a].

4.2. Repartition de la consommation energetique par secteur

Comme nous avons pu le voir, la production et la consommation d'énergie primaire, sous la forme d'énergie fossile, sont les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre et, par conséquent, il est nécessaire de mettre en place des moyens d'action pour les réduire. La solution peut passer par l'amélioration de l'efficacité énergétique, mais surtout par une meilleure exploitation des ressources renouvelables. Afin d'agir le plus efficacement et le plus rapidement possible, il faut déterminer les secteurs d'activités qui consomment le plus d'énergie et qui émettent donc le plus de gaz à effet de serre.

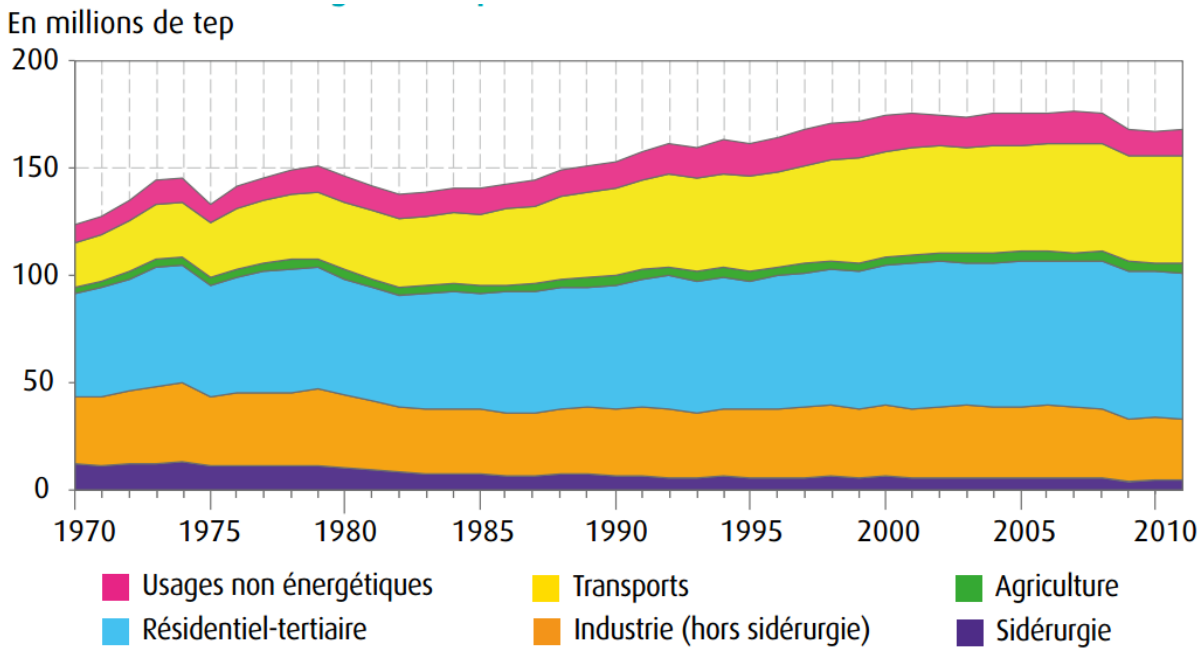


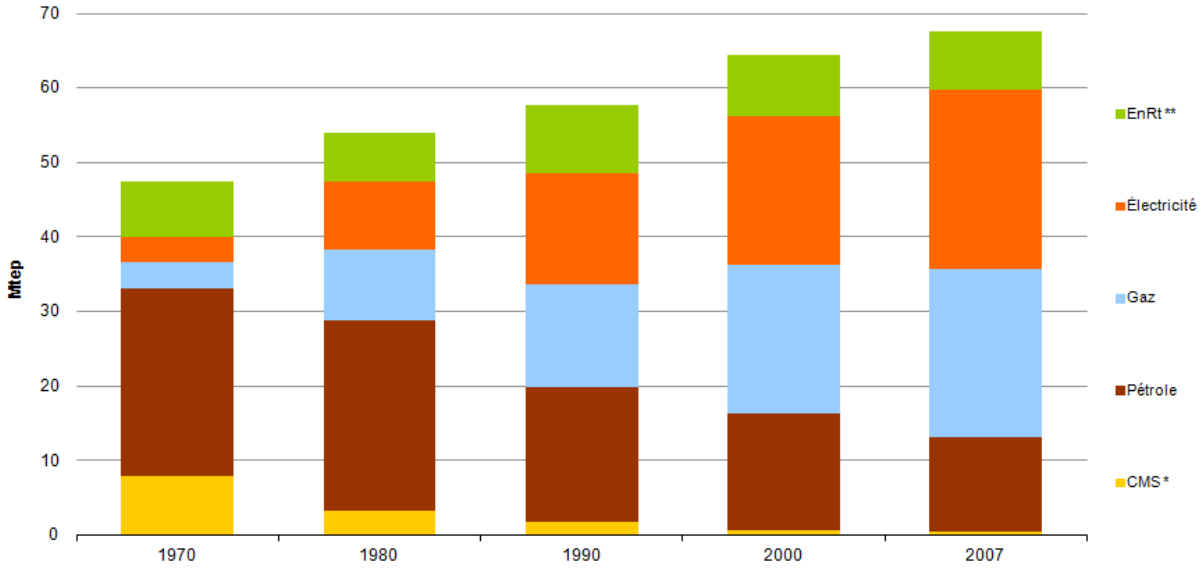
FIGURE 13. CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE PAR SECTEUR [RF 2012C].

La répartition de la consommation énergétique française est représentée Figure 13. On constate que le secteur le plus important est celui du bâtiment (résidentiel et tertiaire), avec 69 Mtep d'énergie finale consommée en 2011, suivi de près par le secteur du transport avec 50 Mtep. Par conséquent, les travaux entrepris concernent le secteur du bâtiment, les possibilités de réduction de la consommation énergétique y étant plus importantes que dans d'autres secteurs.

4.3. Repartition de la consommation energetique finale dans le secteur du batiment

Le secteur du bâtiment étant le plus gros consommateur d'énergie, il est intéressant d'étudier la répartition de sa consommation (Figure 14). Le secteur résidentiel-tertiaire a consommé

67,6 Mtep en 2007, soit 44 % de l'énergie finale. Cette consommation est en hausse de 42 % depuis 1970. L'électricité représente 35 % de la consommation d'énergie de ce secteur en 2007, le gaz 34 %. Leur utilisation a été multipliée par sept au cours des trente dernières années, principalement comme conséquence d'un recours moindre au pétrole, qui passe de 53 % en 1970 à 19 % en 2007, et au charbon, qui n'est quasiment plus utilisé en 2007 (0,6 % contre 17 % en 1970).



Notes : consommation corrigée des effets du climat ; hors utilisation de ressources à des fins non énergétiques ; * CMS : combustibles minéraux solides (charbon + coke de houille) ; ** EnRt : énergies renouvelables autres que hydraulique, éolien et photovoltaïque.
Source : SOeS, 2008.

FIGURE 14. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL-TERTIAIRE PAR TYPE D'ÉNERGIE UTILISÉ [RF 2009A].

5. MUTATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE : DE L'ORIGINE AU SMARTGRID

Comme nous venons de le voir, face à la diminution des ressources énergétiques fossiles, l'augmentation considérable des besoins en énergie, le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO_2 et le réchauffement climatique, il est nécessaire d'adapter les modes de production et de consommation. Le recours aux énergies renouvelables semble être un élément de réponse. Cependant, le développement de systèmes de production décentralisés, notamment à l'échelle de l'habitat, amène à une mutation du réseau électrique.

5.1. LES RESEAUX ELECTRIQUES TRADITIONNELS

5.1.1. LA STRUCTURE GÉNÉRALE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

À l'origine, les unités de production de forte capacité étaient implantées dans des zones géographiques qui leur étaient favorables, donc près des ressources primaires. Par exemple, les centrales hydrauliques sont construites près de montagnes ou de fleuves, les centrales thermiques près des mines de charbon et les raffineries ou les centrales nucléaires en bord de mer ou près d'un fleuve afin d'assurer leur refroidissement. La production d'énergie électrique est alors géographiquement regroupée et concentrée. Cependant, les consommateurs sont eux répartis et divers. Ainsi, afin d'acheminer l'énergie électrique produite jusqu'à l'utilisateur final, un système électrique a été mis en place pour coordonner la production et la consommation.



FIGURE 15. RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES SITES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE FORTE PUISSANCE [EDF 2012].

On appelle « système électrique » l'ensemble des installations électriquement interconnectées qui assure la livraison, à tous les utilisateurs d'électricité, des kilowattheures produits à partir de sources d'énergie primaire, telles que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire ou l'énergie éolienne [BOR 2000].

La structure générale du système électrique est hiérarchisée en plusieurs niveaux, correspondant à différents réseaux électriques assurant des fonctions spécifiques propres et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions. Il est à noter qu'il n'existe aucune norme internationale pour la réalisation du réseau électrique. En effet, chaque distributeur a sa propre

manière de faire selon son retour d'expérience, acquis au fil de l'exploitation. Cependant et malgré les différences que l'on peut observer à travers le monde, il apparaît une convergence des différentes pratiques autour d'un certain nombre de règles fondamentales couvrant aussi bien la sécurité des personnes et des ouvrages, que la qualité des services fournis aux clients. On trouve en général trois niveaux de tension, mais qui peuvent être très différents selon les pays. La hiérarchisation du réseau électrique est la suivante :

- Le réseau de transport

La fonction de base du réseau de transport est triple [PUR 1991] :

- L'acheminement de l'énergie électrique des centrales de production jusqu'aux zones de consommation (fonction de transport).
- La gestion de la répartition de l'offre en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande (fonction d'interconnexion nationale).
- La gestion des flux d'énergie entre pays, en fonction d'échanges de puissances programmés ou à titre de secours en cas d'urgence (fonction d'interconnexion internationale).

La dispersion géographique entre les centres de production et les centre de consommation, la variation de la charge et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique en grande quantité imposent un réseau électrique capable d'acheminer l'énergie sur de longues distances. Les lignes de transport et d'interconnexion atteignent des milliers de kilomètres. Le réseau de transport français compte 100 000 km [EDF web]. Le niveau de tension dépend des pays, mais, généralement, le niveau de tension pour le transport est choisi entre 220 kV et 800 kV [FON 2008]. L'utilisation de la haute tension a pour but de minimiser les pertes en ligne par effet Joule. En effet, celles-ci sont inversement proportionnelles au carré de la tension. Le choix du niveau de tension résulte donc avant tout d'un compromis technico-économique, dépendant des puissances à transporter et des distances à parcourir. Le réseau de transport est essentiellement de type aérien et son exploitation maillée est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching, à partir duquel l'énergie électrique est continuellement contrôlée et gérée, afin d'assurer la plus grande continuité de fonctionnement du système.

- Le réseau de répartition

La fonction principale du réseau de répartition est d'alimenter directement les gros consommateurs (en général, des industriels tels que le transport ferroviaire ou la sidérurgie) et d'acheminer l'énergie électrique du réseau de transport jusqu'au réseau de distribution. Le niveau de tension du réseau de répartition est généralement compris entre 25 kV et 275 kV [PUR 1991]. Il est généralement de type aérien, parfois souterrain à proximité de zones urbaines. Le réseau de répartition est généralement organisé en boucle.

- Le réseau de distribution

La fonction principale du réseau de distribution est d'acheminer l'énergie électrique du réseau de répartition jusqu'au consommateur Moyenne Tension (MT) (le secteur tertiaire, à savoir les hôpitaux, les petites industries…) et Basse Tension (BT) (le domaine résidentiel). On distingue ainsi deux sous-niveaux : le réseau de distribution moyenne tension et le réseau de distribution basse tension dont les tensions sont respectivement comprises entre quelques kV et 40 kV et

entre 100 et 400 V [PUR 1991]. Ces réseaux sont de type aérien ou souterrain. Le réseau de distribution est généralement de structure radiale et éventuellement bouclé dans les zones urbaines. Il est le plus important en taille. Par exemple, en France, le réseau de distribution compte 1 314 848 km (617 642 km MT et 697 206 km BT) contre 105 000 km seulement pour le réseau de transport [EDF 2011].

Ces trois niveaux du système électrique sont reliés par des postes sources, qui sont des transformateurs, permettant l'adéquation des différents niveaux de tension. Cette structure verticale est schématisée Figure 16. Il est à noter que la terminologie « réseau de répartition » tend à disparaitre, ce niveau étant généralement englobé dans le terme « réseau de transport ».

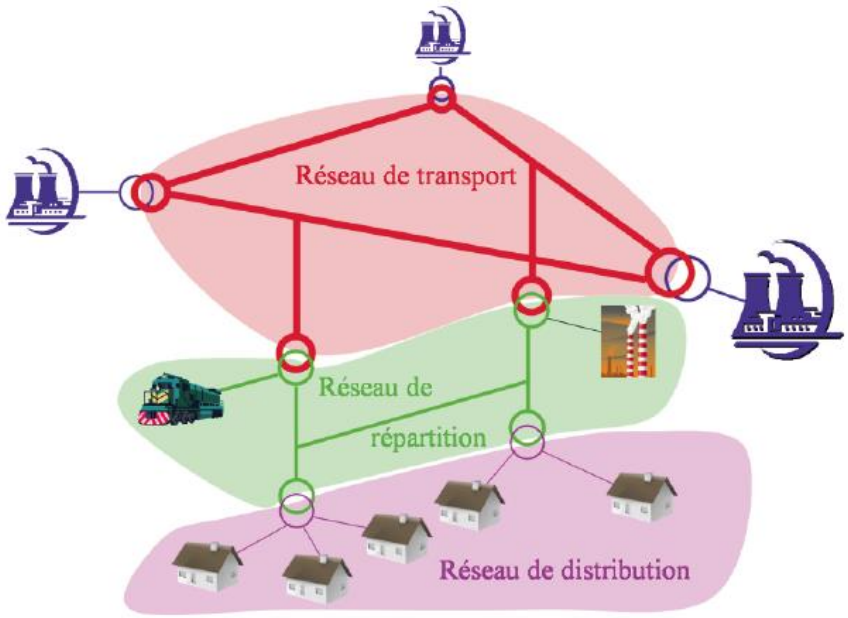


FIGURE 16. HIÉRARCHISATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE [ALV 2009].

5.1.2. *LES DIFFÉRENTS NIVEAUX DE TENSION*

TABLEAU 2. NIVEAUX DE TENSION NORMALISÉS EN FRANCE.

Tension / Norme	U<50 V	50 V<U<500 V	500 V<U<1 kV	1 kV<U<50 kV	50 kV<U<100 kV	U>100 kV
Avant 1989	TBT	BT		MT	HT	THT
Après 1989	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB	

Pour l'exploitation d'un réseau, les deux grandeurs fondamentales sont la tension et la fréquence. Elle résulte de choix technico-économiques (coûts d'installation et de maintenance des équipements, capacité à acheminer l'énergie électrique en minimisant les pertes) et historiques. Ainsi, chaque pays a une fréquence de fonctionnement et des niveaux de tension différents. Aujourd'hui, on retrouve à travers le monde deux fréquences de fonctionnement pour le réseau électrique : 60 Hz pour l'Amérique du Nord, une partie de l'Amérique du Sud et une partie du Japon et 50 Hz pour le reste du monde. En France, la nomenclature avant 1989 et la

nouvelle nomenclature UTE C 18-510 des niveaux de tension sont présentées dans le Tableau 2. Le réseau de transport et de répartition relève du domaine HTB (Haute Tension B), le réseau de distribution moyenne tension du domaine HTA (Haute Tension A) et le réseau de distribution basse tension du domaine BTA (Basse Tension A).

5.1.3. LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Le réseau de distribution prend naissance au poste source HTB/HTA, à l'interface avec le réseau de transport ou de répartition. Des postes de transformation HTB/HTA, partent plusieurs lignes HTA composées d'un ensemble de conducteurs et d'appareils de coupure. Ces lignes prennent différentes directions afin de couvrir la demande en électricité : alimentation des postes de distribution HTA/BTA, constituant l'interface entre le réseau de distribution moyenne tension et le réseau de distribution basse tension, et des charges de moyenne tension. On rencontre, à travers le monde, différentes topologies pour les modes de distribution, comme conséquence de choix technico-économiques et historiques. Les différentes structures et modes d'exploitation des réseaux de distribution ne sont pas présentés ici, mais sont largement détaillés dans la littérature [CAR 1991], [PUR 1991], [FUL 2001], [ALV 2009], [HAD 2010].

5.2. LES RESEAUX ELECTRIQUES ACTUELS

Le réseau électrique a été pensé, à l'origine, pour assurer un transit radial et unidirectionnel des flux de puissance, des centres de production jusqu'au poste de consommation. Or, avec le développement des systèmes de production décentralisés, le consommateur devient aussi producteur. On observe donc un flux d'énergie du producteur vers le consommateur, mais aussi du consommateur, devenu producteur, vers le réseau électrique. Le réseau de distribution actuel n'est donc plus passif, mais actif. Ainsi, on peut se demander quels sont les impacts de cette production décentralisée sur le réseau électrique. Ceci a déjà fait l'objet de nombreuses études [COU 2008], [FON 2008], [PHA 2006], [ALV 2009].

5.2.1. IMPACT DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

5.2.1.1. Impact sur les grandeurs électriques

- Impact sur le transit de puissance

L'injection d'une production décentralisée sur le réseau de distribution produit un apport de puissance au point d'injection. Cet apport peut engendrer une inversion des flux, c'est-à-dire du réseau de distribution vers le réseau de transport. Ainsi, les matériels utilisés dans les réseaux doivent être bidirectionnels. De plus, des problèmes de congestion locale peuvent apparaître et nécessiter un renforcement du réseau.

- Impact sur le plan de tension et sur la qualité de tension

L'utilisation de conducteurs pour transporter l'énergie électrique est responsable d'une chute de tension : la tension au niveau du poste source est élevée et diminue au fur et à mesure que l'on s'en éloigne. L'injection d'une production décentralisée peut donc engendrer un dépassement de la plage de tension, ce qui va naturellement modifier le plan de tension près du point de raccordement. Cette injection peut également altérer la qualité de l'onde de tension : *flicker*, creux de tension, harmoniques, déséquilibre du système triphasé.

- Impact sur les courants de court-circuit

L'injection d'une production décentralisée modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit ainsi que la puissance de court-circuit. De plus, en présence d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. Ceci a des conséquences directes sur le plan de protection.

5.2.1.2. Impact sur l'exploitation et sur la planification du réseau de distribution

- Impact sur la stabilité du système

L'injection d'une production décentralisée de type synchrone change le temps critique d'élimination d'un défaut (c'est-à-dire la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité).

- Impact sur le plan de protection

L'injection d'une production décentralisée, modifiant les courants de court-circuit et contribuant au courant de défaut, influe sur le plan de protection. En effet, le dimensionnement des seuils de protection est modifié, ce qui conduit à une mauvaise sélectivité des protections et provoque le déclenchement intempestif de circuits sains ou l'aveuglement de la protection de circuits en défaut.

- Impact sur l'observabilité et la contrôlabilité du système

Le réseau de distribution a été pensé, à l'origine, comme un élément passif. Or, avec l'injection d'une production décentralisée, il devient actif, ce qui implique une nouvelle observabilité. De plus, la production décentralisée étant par nature intermittente, il est difficile pour l'opérateur réseau d'estimer la puissance délivrée et donc fournie au système. Les compagnies électriques et les opérateurs de distribution devraient pouvoir contrôler la production décentralisée, ce qui implique une augmentation des données à acquérir par le système SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

- Impact sur la continuité du service

L'intermittence de la production décentralisée peut également conduire à une indisponibilité en cas de sollicitation et ainsi occasionner une coupure dans la fourniture d'électricité par manque de puissance disponible.

- Impact sur la qualité de service

La production décentralisée de type asynchrone consomme de la puissance réactive afin de magnétiser les circuits magnétiques. Lors de l'injection au réseau, un courant fort est appelé, ce qui peut contribuer à l'apparition de chutes de tension.

- Impact économique sur les marchés de l'énergie

L'injection d'une production décentralisée peut favoriser la concurrence sur les marchés de l'énergie, cette concurrence étant de nature à permettre une baisse du prix de l'énergie électrique.

5.2.2. IMPACT DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT

- Incertitude sur la phase de planification

L'exploitation de ressources énergétiques renouvelables nécessite la prédiction de paramètres météorologiques influents. Or, l'incertitude pesant sur ces prédictions induit une incertitude sur le volume produit et, par conséquent, sur la part de la production injectée sur le réseau électrique. Le gestionnaire du réseau pourra ainsi rencontrer des difficultés à équilibrer production et consommation. Des moyens de stockage de l'énergie sont donc essentiels pour pallier ces incertitudes et satisfaire la demande, en particulier en période de pointe.

- Risque de congestion du réseau

Comme mentionné précédemment, l'injection d'une production décentralisée peut changer le flux d'énergie, c'est-à-dire du réseau de distribution vers le réseau de transport. Or, la capacité des lignes et des postes est limitée, ce qui peut conduire à une congestion des lignes de transport. Ainsi, un renforcement du réseau ou la création de nouvelles lignes est nécessaire.

- Incertitude sur les marges d'exploitation

Afin d'établir un équilibre entre offre et demande en énergie électrique, un système de suivi de la charge ainsi que de la production est nécessaire. Cependant, l'intermittence de la production d'énergie renouvelable impose au gestionnaire du réseau d'être flexible concernant l'estimation des marges de réserve afin de suivre correctement l'évolution des charges.

5.2.3. RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION MOYENNE TENSION DES SYSTÈMES DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉS

5.2.3.1. Conditions de raccordement

Le raccordement au réseau électrique des systèmes de production décentralisés pose quelques problèmes. Tout raccordement doit se conformer à des règles de sécurité et de qualité de tension, respecter les protections de l'installation raccordée et du réseau ainsi que les courants de court-circuit, fonctionner dans un certain domaine de fréquence et de tension et, enfin, ne pas perturber la transmission tarifaire. Il doit par ailleurs être compatible avec les différents éléments répertoriés par les textes réglementaires ainsi qu'avec les obligations, notamment contractuelles, auxquelles le gestionnaire du réseau de distribution est lui-même soumis. La réglementation de raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension est décrite dans [RF 2008], [FRA 2010a], [FRA 2010b] et [ERD web].

5.2.3.2. Solutions de raccordement

Après une étude de raccordement permettant de s'assurer que la réglementation en vigueur est respectée, le gestionnaire du réseau de distribution propose au producteur une solution de raccordement de l'installation. Cette solution peut nécessiter des adaptations techniques du réseau de distribution et/ou du réseau de transport, préalables au raccordement. Elle peut aussi être complétée d'adaptations techniques du système de production à raccorder et de conditions à respecter pour son exploitation. Les méthodes adoptées par le gestionnaire du réseau de distribution français ERDF afin de respecter ces règles de raccordement, si les études l'imposent, sont soit le renforcement, soit la création d'un départ dédié pour le producteur.

Le renforcement consiste à remplacer les conducteurs existants contraints (surintensité) par des conducteurs de section plus importante. Cette méthode basique permet la résolution technique de certains problèmes pouvant survenir sur le réseau. La création d'un départ dédié consiste à raccorder le système de production décentralisé directement au niveau du poste source, grâce à un départ relié directement au jeu de barres à la sortie d'un transformateur HTB/HTA. Par conséquent, les flux d'énergie redeviennent unidirectionnels pour les autres départs du réseau de distribution, comme si l'énergie provenait du réseau amont. Cette méthode est utilisée si trop de contraintes apparaissent ou si cela est plus intéressant financièrement que le renforcement.

Actuellement, le raccordement de systèmes de production décentralisés au réseau de distribution est bien maitrisé, mais il présente certaines limites et inconvénients en cas d'injection massive de production. En effet, le recours au départ dédié, de manière systématique, n'est pas réalisable car cela entraine un encombrement du territoire. De plus, une partie importante du réseau devra surement être renforcée, ce qui risque de devenir irréalisable économiquement. Ainsi, si le développement des systèmes de production décentralisés devient très important, les méthodes actuelles de raccordement de ces systèmes au réseau de distribution seront très certainement remises en cause. Afin de pouvoir injecter sur le réseau de distribution une production décentralisée importante, de nouvelles solutions doivent être envisagées.

5.3. LE RESEAUX ELECTRIQUE DU FUTUR : LE SMART GRID

Face à la croissance de la consommation et au développement massif de la production décentralisée, on attend des réseaux électriques du futur les qualités suivantes ([SAN 2010], [COL 2007] et [ETP 2006]) :

- *La flexibilité* : le réseau doit répondre aux besoins de tous les clients en prenant en considération les évolutions à venir.
- *L'accessibilité* : le réseau doit pouvoir accueillir tous les utilisateurs (producteurs centralisés et décentralisés, consommateurs) et permettre une production locale à haute efficacité énergétique.
- *La fiabilité* : le réseau doit assurer et améliorer la sécurité ainsi que la qualité de la fourniture de l'énergie électrique.
- *L'économie* : le réseau doit garantir des coûts optimisés par l'innovation, la gestion efficace de l'énergie, la libre concurrence et la soumission à une même réglementation pour tous les utilisateurs.

5.3.1. DÉFINITION DU SMART GRID

Smart grid est le nom donné au réseau électrique du futur. Comme dans toute nouvelle technologie, avant que ne soit établie une norme pour les définitions et les termes employés, une certaine confusion règne. Les *smart grid*s, dit aussi *smart electric grid*s, *smart power grid*s, *intelligent grids*, *IntelliGrids*, *future grid*s ou *Super Smart Grids*, n'échappent pas à ce phénomène. De nombreuses définitions ont ainsi été proposées ([GIM 2010], [ERG 2010]), certaines centrées sur les technologies qui peuvent être déployées au sein d'un réseau électrique intelligent (une solution numérique en aval du compteur et destinée majoritairement aux clients résidentiels) et

d'autres sur les services qu'un tel réseau peut proposer à ses usagers (générer des bénéfices économiques, environnementaux et sociétaux pour tous). Bien qu'il n'y ait aucune définition standard, la plateforme technologique européenne SmartGrid (*European Technology Platform (ETP) SmartGrid*) définit le *smart grid* comme un réseau électrique qui peut intégrer intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui lui sont raccordés (consommateurs, producteurs, consommateurs/producteurs), afin de fournir efficacement et durablement un approvisionnement en électricité, économique et sur [ETP 2011].

5.3.2. LES FONCTIONS INTÉGRÉES DES SMART GRIDS

Les *smart grids* sont des réseaux électriques auxquels ont été ajoutées des fonctionnalités issues des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC), au service de différentes fonctions [GIM 2010], [UFE 2010] :

- Cohabitation des systèmes de production centralisés et décentralisés

L'évolution des systèmes de production, à l'origine centralisés (centrales nucléaires, centrales thermiques, centrales hydrauliques), vers des systèmes décentralisés, et éventuellement intégrés au bâti (éoliennes, panneaux solaires, puits géothermiques, etc.), nécessite le développement de nouveaux outils de pilotage et de contrôle de ces moyens de production, afin notamment d'obtenir une flexibilité opérationnelle suffisante. En effet, l'injection d'une production décentralisée implique des interactions entre plusieurs milliers de points de contrôle et d'équilibrage au sein des réseaux de distribution, alors qu'auparavant l'équilibrage temps réel entre offre et demande était réalisé au travers seulement de quelques centaines de ces points. De plus, la production intermittente perturbe l'équilibre entre offre et demande. En effet, cette intermittence provoque une fluctuation de la production, nécessite l'ajout de systèmes de stockage, afin de pallier ces fluctuations, et la mise à jour des outils de contrôle et de pilotage des systèmes centralisées.

- Qualité et efficacité du transport et de la distribution de l'énergie électrique

Le raccordement de systèmes de production décentralisés peut également altérer la qualité de l'onde de tension, ce qui implique de nouvelles contraintes de stabilité en cas de défaut sur le réseau, du fait de leur très faible inertie. Ainsi, des technologies de l'électronique de puissance plus sophistiquées sont nécessaires afin de compenser les défauts de qualité de l'onde électrique et d'optimiser la capacité des infrastructures de transport et de distribution, selon la quantité d'énergie électrique disponible en temps réel. Des technologies de conversion de puissance sont nécessaires et doivent être télé-réglées en fonction des conditions de fonctionnement du réseau grâce à l'échange de données en temps réel avec les opérateurs.

- Protection, automatisation et contrôle des réseaux électriques

Les réseaux électriques permettent d'acheminer l'énergie électrique des systèmes de production jusqu'aux consommateurs. Leur vaste étendue et leur capacité nécessitent des équipements de protection très rapides et permettant à la fois d'isoler les sections de réseau défaillantes et de piloter à distance la reconfiguration de certaines zones sur la base des incidents survenus ou des interventions prévues. Pour cela, des équipements de protection, de contrôle et d'automatisme doivent être mis en place dans chaque poste de transformation. L'automatisation du réseau de distribution est nécessaire et doit permettre une interaction bidirectionnelle avec les producteurs décentralisés. Ceci nécessite la modernisation des approches de contrôle-commande employées.

- Gestion et pilotage global des systèmes électriques

Les *smart grid*s permettront une interaction entre les différents acteurs, avec une grande souplesse, pour assurer un approvisionnement en électricité efficace, durable, économique et sécurisé. L'optimisation globale des systèmes énergétiques requiert des centres de contrôle-commande afin de gérer les flux énergétiques en temps réel au sein du réseau électrique. Ces centres de contrôle interagissent en temps réel avec les instruments de mesure, les équipements de protection et de contrôle répartis sur le réseau et les clients, contribuant à l'équilibrage du réseau. Ceci permet de synchroniser l'offre et la demande en énergie. Pour cela, le réseau devra s'appuyer sur de nouvelles structures d'information en temps réel et de nouvelles technologies de visualisation, en support à la prise de décision. Historiquement, seules les centrales de production contribuaient à l'équilibre du réseau électrique.

- Stockage distribué de l'électricité

L'intermittence de la production décentralisée induit une fluctuation de la quantité d'énergie produite, ce qui nécessite l'implantation de systèmes de stockage afin d'en limiter les effets. Il y a peu de temps encore, la principale technologie de stockage considérée était le pompage-turbinage hydroélectrique. Actuellement, les évolutions techniques permettent un pilotage de plus en plus fin et précis en réponse aux fluctuations énergétiques. Cependant, le développement et l'amélioration des batteries en matière de durabilité et de coût conduisent à la possibilité de connecter ces batteries aux réseaux, directement au niveau des postes de transformation ou des centres de production ou de consommation. D'autres moyens de stockage se développent, comme le stockage thermique dans les centrales de production ou les volants d'inertie chez les particuliers. Toutefois, ces moyens de stockage sont fortement dispersés, ce qui nécessite de les intégrer au centre de contrôle pour les exploiter correctement et efficacement. Une connaissance en temps réel de l'état d'un système de stockage permettra de le recharger en cas de surproduction et de redistribuer l'énergie stockée en période de pointe.

- Technologie de l'information et de la communication

Les *smart grids* permettront une interaction entre les différents acteurs (producteurs, consommateurs, gestionnaires de réseau) d'une grande souplesse pour assurer un approvisionnement en électricité, efficace, durable, économique et sécurisé. L'installation d'un grand nombre de capteurs, repartis judicieusement sur le réseau, et le déploiement généralisé de compteurs communicants permettront d'avoir une perception dynamique et précise des charges et de la production en tout point du réseau, mais également d'avoir une meilleure information sur les différents événements survenant sur celui-ci, comme, par exemple, une dégradation de la qualité de l'onde de tension. Toutes ces informations permettront une meilleure gestion du réseau. En particulier, les compteurs communicants vont jouer un rôle important dans le développement des *smart grids*, dont ils sont la première brique, pour la maitrise de l'énergie et l'ouverture à la concurrence.

- Gestion de la consommation et de la production dans les secteurs tertiaire et résidentiel

Pour les consommateurs souhaitant réduire leur facture d'électricité et prendre part au débat énergétique (lutter contre le réchauffement climatique, réduire les émissions de CO_2 et la consommation d'énergie), la gestion active, qui couvre l'ensemble du cycle énergétique d'un bâtiment, est le meilleur choix (c'est-à-dire le plus rapide, le plus efficace et le plus économique).

Actuellement, les consommateurs peuvent déjà agir sur l'éclairage, le chauffage, l'air conditionné, les équipements informatiques, les moteurs des technologies industrielles, l'électroménager, etc. En utilisant les offres de délestages disponibles, ils peuvent contribuer à la gestion globale d'un bâtiment et même à la réduction des pics de consommation, tout en restant maitres de leurs comportements. Avec les nouvelles technologies de l'information et de la communication il s'agit maintenant de doter chaque bâtiment de solutions de gestion active (installation d'équipements basse consommation, intégration efficace des énergies renouvelables, introduction d'outils de mesure et de contrôle et optimisation en temps réel de l'ensemble des utilisations finales).

- Intégration des véhicules électriques

L'apparition des véhicules électriques va grandement modifier l'infrastructure urbaine ainsi que le réseau électrique. En effet, le développement de ces véhicules ne sera une réalité qu'en cas de disponibilité des infrastructures de recharge nécessaires (structures de charge sûres, faciles d'utilisation et multiples, dans les maisons, les parkings d'immeubles, de bureaux, de centres commerciaux et les rues). La multiplication de ces véhicules va forcément impacter la courbe de charge du réseau électrique et il est donc indispensable d'anticiper cet impact afin de ne pas perturber l'équilibre du réseau, d'autant plus que le comportement du consommateur vis-à-vis de sa voiture est encore mal connu.

5.3.3. LES BÉNÉFICES DES SMART GRIDS POUR CHACUN DE SES ACTEURS

Comme précédemment mentionné, le *smart grid* permet une interaction d'une grande souplesse entre les différents acteurs du marché de l'énergie (producteurs centralisés et décentralisés, consommateurs, gestionnaires de réseaux), ce qui doit assurer un approvisionnement en électricité efficace, durable, économique et sécurisé. Les bénéfices attendus pour les différents acteurs sont listés ci-après ([GIM 2010], [UFE 2010], [ERG 2010], [ETP web]) :

- Pour l'état et les comptes publics nationaux :
  - Atteinte des objectifs européens dits du triple 20 % (20 % d'énergie renouvelable, 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique et 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre) ;
  - Participation à l'économie circulaire et à la préservation des matières premières ;
  - Mise en place d'une réglementation favorable à l'efficacité énergétique ;
  - Intégration des énergies renouvelables favorisant l'indépendance énergétique et le lissage de la courbe de charge ;
  - Contribution à la sécurité du réseau électrique.

- Pour les consommateurs :
  - Choix et diversité des offres proposées par les fournisseurs ;
  - Tarification flexible en fonction des usages (valorisation du bon comportement des consommateurs) ;
  - Modification volontaire du comportement des consommateurs dans le respect de la vie privée ;
  - Meilleure information de consommation disponible ;

- Optimisation du fonctionnement du système par une meilleure maitrise et gestion de la consommation.

➢ Pour les producteurs :

- Participation aux marchés de l'énergie ;
- Meilleure disponibilité de l'information concernant la production ;
- Optimisation du fonctionnement du système par une meilleure maitrise et gestion de la production.

➢ Pour les gestionnaires de réseau :

- Intégration et gestion de la production décentralisée ;
- Optimisation et gestion des réseaux en fonction de toutes les sources de production d'électricité (centralisées et décentralisées) ;
- Intégration des véhicules électriques et des nouveaux usages électriques ;
- Connaissance en temps réel de la charge en tout point du réseau ;
- Capacité de production et de distribution suffisante pour le réseau électrique ;
- Détection immédiate des pannes et réduction des délais d'intervention ;
- Maintenance et amélioration de la fiabilité du système, de la qualité et de la sécurité d'approvisionnement ;
- Optimisation de la conduite et de l'exploitation du réseau ;
- Gestion du stockage et des congestions locales ;
- Réduction de l'impact environnemental du réseau électrique et augmentation de l'efficacité énergétique ;
- Ouverture des marchés (diversification des tarifs).

5.4. CONCLUSION SUR LES BESOINS POUR LA MAITRISE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Afin de permettre l'intégration d'une production décentralisée d'électricité et améliorer la gestion de l'électricité dans des conditions économiques et de sécurité favorables, le réseau électrique doit évoluer vers plus de flexibilité et d'intelligence. Ceci est possible, d'une part, en développant des systèmes intelligents, capables de minimiser les impacts induits par l'injection d'une production décentralisée et, d'autre part, par la recherche de nouvelles architectures du réseau.

Des travaux ont déjà permis de mettre en évidence une nouvelle architecture pour les réseaux de distribution. Le Pelleter [LEP 2007] a montré la possibilité du maillage/bouclage des réseaux de distribution par l'utilisation de FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*), connectés en série sur le réseau, permettant un contrôle des flux de puissance locaux (au point de raccordement) et la limitation des courants de court-circuit (en amont ou en aval de la structure). Alvarez-Herault [ALV 2009] propose une nouvelle architecture pour les réseaux de distribution, une hybridation entre la maille et la coupure d'artère, nommée structure hybride. Cette structure permet d'augmenter le taux d'insertion de la production décentralisée.

De nombreux travaux concernent par ailleurs la gestion des ressources énergétiques et ont pour objectif l'effacement des périodes de pointes, que ce soit pour le secteur résidentiel ou sur le réseau. Par exemple, Ha [HA 2007] a proposé une solution de conduite qui coordonne consommation et production d'énergie dans le bâtiment en s'appuyant sur un mécanisme de

pilotage multicouche (prédictif, réactif et local), capable de prendre en compte des flux d'évènements à échelles de temps multiples (les degrés de libertés offerts par l'usager et ceux liés au fonctionnement des équipements), dans le but d'optimiser le confort de l'usager et de réduire les coûts économiques et environnementaux. Enfin, Boëda [BOE 2009] a mis en évidence la contribution du pilotage des charges (en particulier les charges thermiques résidentielles et électroménagères) sur la conduite du réseau et la fourniture de services. Ce pilotage présente un potentiel intéressant, aussi bien en contrôle prévisionnel qu'en contrôle temps réel. Tous ces travaux montrent le potentiel important de la gestion de la consommation et de la production, à la fois pour l'utilisateur final, mais aussi pour les gestionnaires de réseaux. Cependant, des améliorations doivent encore être apportées aux différentes solutions trouvées, afin d'obtenir des résultats plus satisfaisants.

La nécessité de maitriser l'énergie électrique, dans tous les secteurs, face aux enjeux climatiques et énergétiques, a ainsi été mise en évidence. Les travaux présentés dans ce manuscrit, du fait de son positionnement en tant que premier consommateur d'énergie, se concentrent sur le secteur du bâtiment.

6. LA MAITRISE DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DU BÂTIMENT

Avec le développement des énergies renouvelables et l'adoption d'une réglementation de plus en plus contraignante en matière d'efficacité énergétique des bâtiments, l'idée d'un mini ou micro-réseau intelligent (*micro grid* en anglais) a fait son apparition. Il s'agit simplement d'un réseau à l'échelle d'un bâtiment (maison, immeuble, bureaux), d'un groupe de bâtiments ou, au plus, d'un quartier, au sein duquel plusieurs systèmes de production cohabitent avec différents types de charges et moyens de stockage. Ces différents éléments communiquent entre eux et sont pour la plupart pilotables. Ces micro-réseaux offrent plusieurs avantages :

- Le contrôle des systèmes de production décentralisés permet de diminuer leur impact sur le réseau électrique et d'en augmenter les taux de pénétration.
- Le fonctionnement autonome d'un micro-réseau permet d'éviter, par exemple, les conséquences d'un black-out du réseau électrique.
- La proximité entre systèmes de production et consommateurs facilite l'exploitation de la cogénération, ce qui permet d'améliorer le rendement énergétique global.
- Le pilotage des charges, couplé à des moyens de stockage énergétique, permet de minimiser le recours au réseau électrique et/ou de répondre aux contraintes tarifaires.

Ce type de réseau n'est réalisable qu'au prix d'un système de contrôle et de gestion en temps réel des flux énergétiques. Différentes stratégies peuvent être adoptées. Une des possibilités est de chercher à favoriser l'autonomie, c'est-à-dire l'autoconsommation. Pour cela, il est nécessaire de maximiser le recours à l'énergie renouvelable produite localement, ce qui permet par conséquent de minimiser la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique. Une autre solution est de minimiser le coût économique de la gestion/exploitation des ressources, ce coût étant lié à la tarification en vigueur. Il est alors possible d'envisager de basculer d'une stratégie de pilotage à une autre en fonction des tarifs d'achats et de revente de l'énergie, proposés par le gestionnaire du réseau.

Les micro-réseaux intelligents sont aujourd'hui de plus en plus envisagés. De nombreux projets ont ainsi vu le jour [CRE 2013], parmi lesquels le projet PREMIO (Production Répartie, Énergies renouvelables, Maitrise de l'énergie Intégrée et Optimisée), soutenue par la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA), ayant permis le développement du premier démonstrateur français. Ce dernier associe des systèmes de production (principalement renouvelables) à des moyens de stockage répartis (électriques et thermiques) et à des charges pilotables. L'objectif est ici de tester une architecture innovante et transposable, permettant de promouvoir les énergies renouvelables et la performance énergétique, d'optimiser l'exploitation de la production locale et du stockage d'énergie, pour un pilotage dynamique de l'offre et de la demande en électricité.

6.1. LE BATIMENT : UN MICRO-RESEAU

Le bâtiment est un système multisource et multicharge, éventuellement équipé d'un ou de plusieurs moyens de production d'énergie renouvelable et de stockage. Il est nécessaire, au sein

d'un tel système, d'assurer le confort, notamment thermique, des occupants ainsi que la gestion efficace des ressources disponibles. L'efficacité énergétique doit être une priorité, de même que la surveillance et la sécurité de l'approvisionnement. Il est donc nécessaire de gérer de façon intelligente toutes les fonctions électriques du bâtiment, du chauffage à l'éclairage, en passant par les équipements électroménagers et les systèmes de surveillance. Bien évidemment, le développement des moyens de production intégrés au bâti (panneaux photovoltaïques, éoliennes, etc.) ainsi que des systèmes de stockage et le déploiement des véhicules électriques ont un impact considérable sur la façon de gérer l'énergie au sein d'un bâtiment. Par conséquent, ce dernier devient un micro-réseau, raccordé en un point unique au réseau public de distribution d'électricité, permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement des utilisateurs.

6.2. INTEGRATION D'UNE PRODUCTION LOCALE DANS LE BATIMENT

Conformément à l'un des objectifs principaux fixés par le Grenelle de l'environnement, le bâtiment du futur doit s'équiper d'un ou de plusieurs moyens de production d'énergie renouvelable (des panneaux solaires photovoltaïques et thermiques, une éolienne…). La production décentralisée raccordée au réseau permet de produire de l'électricité sur le lieu de consommation et donc de minimiser les pertes en lignes. Cette production peut être vendue en totalité ou en partie au gestionnaire du réseau. Sa gestion doit permettre d'assurer la continuité de la fourniture, d'optimiser les prix de l'énergie et de traiter les congestions. Par ailleurs, la production de chauffage, d'eau chaude sanitaire ou d'électricité grâce à l'exploitation de ressources renouvelables va de pair avec une juste utilisation de l'énergie, liée d'une part à la performance des bâtiments et d'autre part à la maitrise de l'énergie. Ainsi, grâce à cette production locale, le bâtiment se veut de plus en plus autonome sur le plan énergétique et n'est plus un simple consommateur. Cependant, il est nécessaire que production et consommation d'énergie soient anticipées et coordonnées en fonction de la charge du bâtiment.

6.3. PILOTAGE DE CHARGES

Le bâtiment, de par la variabilité de sa courbe de charge journalière, marquée par des hausses et des baisses de consommation significatives, influe directement sur la stabilité du réseau électrique. De plus, l'intégration de systèmes de production décentralisés nécessite la mise en place de stratégies de gestion efficaces afin de maintenir l'équilibre entre offre et demande. Cet équilibre requiert d'ajuster, autant que possible, le profil de consommation journalière à la production. L'objectif est donc de moduler la charge en décalant certaines consommations afin de limiter les risques de surcharge du réseau électrique ou l'inadéquation entre production locale et consommation. Moduler la courbe de consommation électrique au sein d'un bâtiment nécessite un changement de comportement et de technologie. En effet, grâce au développement des nouvelles technologies de l'information et la communication, il sera plus facile, en cas de déséquilibre entre production et consommation, de jouer sur la demande plutôt que sur la production. En effet, la diminuer la puissance consommée peut se faire quasi instantanément, alors qu'augmenter la production n'est pas toujours possible, particulièrement lorsque les délais sont courts (disponibilité de la ressource, contraintes liées au démarrage des systèmes).

Le contrôle de la consommation des charges électriques est appelé « pilotage de charges ». Le pilotage à distance ou local des équipements du bâtiment est nécessaire, la régulation de la

température intérieure autour d'une consigne ou le décalage de certaines charges. Les facteurs à prendre en compte dans la gestion des charges sont de nature économique et fondés sur la fluctuation du tarif de l'énergie, de nature météorologique ou liés au comportement des usagers. Ainsi, le pilotage de charges présente de multiples avantages : une meilleure gestion des pics de consommation, qui ont pour conséquence un prix élevé de l'énergie, une réduction de l'amplitude de ces pics, permettant de réduire les contraintes pesant sur le réseau électrique (maintien de l'équilibre production/consommation, maintien du plan de fréquence et du plan de tension…).

6.3.1. APPROCHES DE GESTION DES CHARGES DANS LE BÂTIMENT

L'objectif principal de la gestion des charges est de réduire la consommation, de minimiser les pics et de déplacer certaines charges de la période tarifaire la moins avantageuse vers la période la plus intéressante (Figure 17).

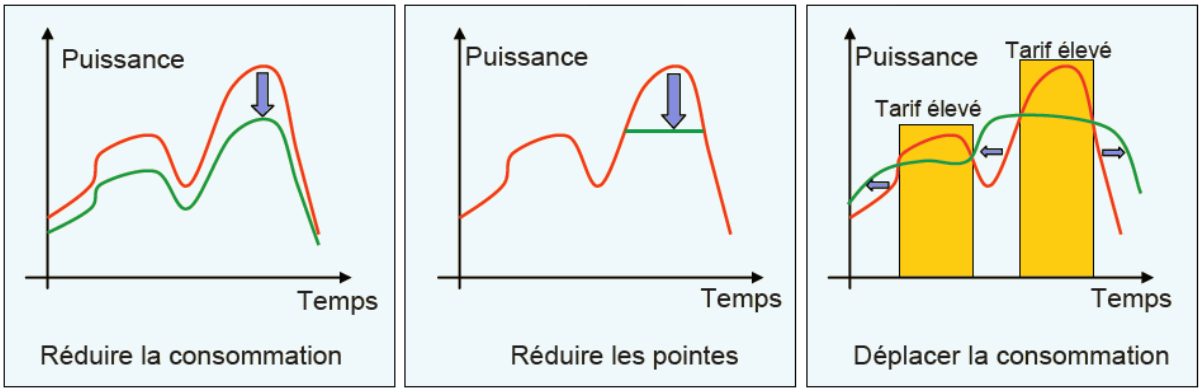


FIGURE 17. OBJECTIFS DE LA GESTION DES CHARGES.

Dans le but de répondre à cet objectif, différents modes de gestion des charges électriques peuvent être envisagés, selon le type de charge. Les approches les plus fréquemment utilisées sont décrites ci-après et présentées par la Figure 18 [LE 2008].

- Délestage et relestage de la consommation

Le délestage consiste à ne plus fournir, temporairement, totalement ou en partie, les charges du consommateur afin de limiter l'appel de puissance. L'idée est d'exploiter l'inertie thermique de certaines charges afin de réduire leur consommation, tout en maintenant un niveau de confort acceptable. Le délestage est généralement suivi d'un relestage automatique ou manuel, de façon à satisfaire la demande en énergie.

- Écrêtage de consommation

L'écrêtage consiste à limiter la puissance maximale appelée par le consommateur à une certaine valeur pouvant fluctuer dans le temps. Il s'agit, entre autres, de limiter les sollicitations en puissance du réseau de distribution.

- Modification de forme

Ici, seule la forme du profil de consommation est modifiée, l'énergie consommée par la charge restant constante.

- Décalage temporel

Le décalage temporel consiste à déplacer dans le temps une ou plusieurs charges électriques, de la période tarifaire la moins favorable vers la période la plus intéressante. Le coût économique est lié à la puissance de charge sur le réseau électrique.

- Modulation d'amplitude

La modulation d'amplitude consiste à moduler le profil de la charge. Il s'agit par exemple de consommer plus longtemps mais à une puissance moindre ou au contraire de consommer moins longtemps mais au prix d'une puissance nécessaire plus importante.

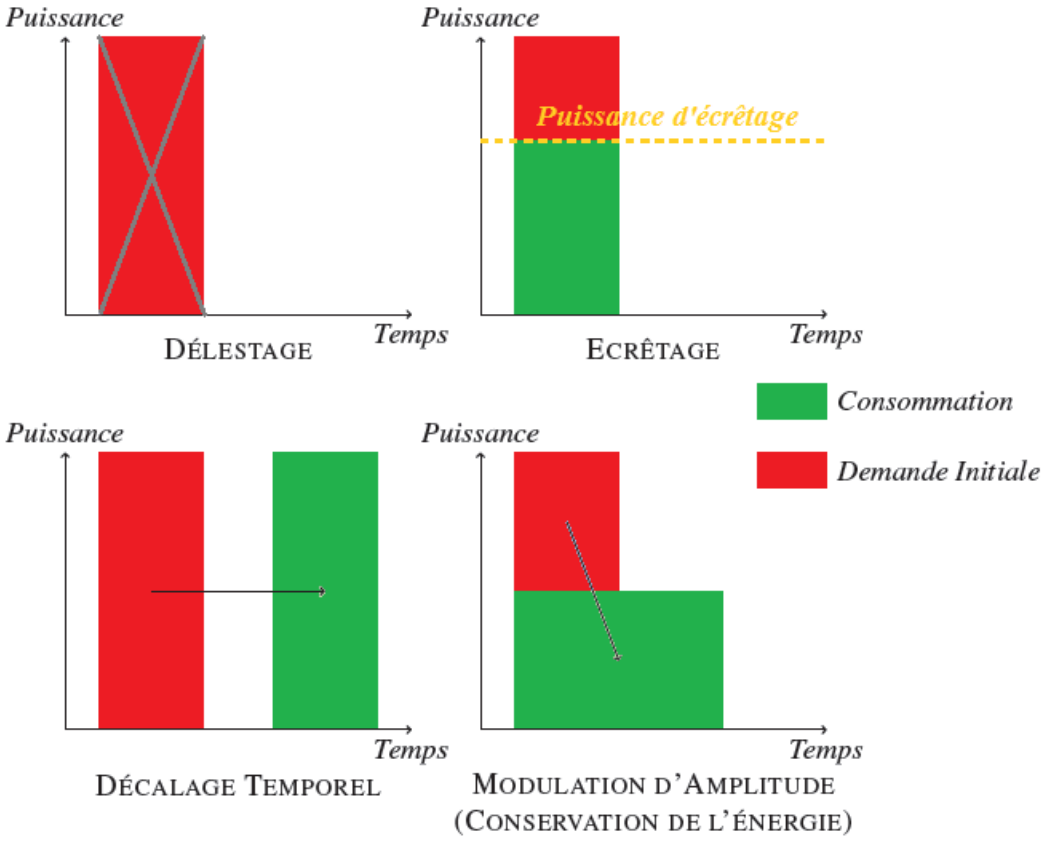
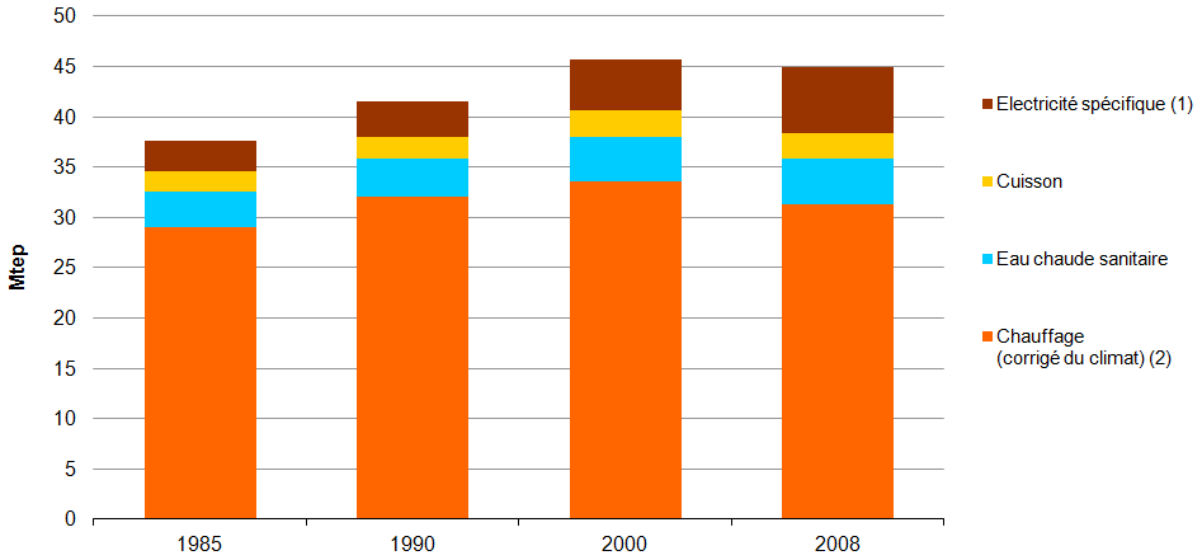


FIGURE 18. ACTIONS SUR LE PROFIL DE CHARGE.

6.3.2. *PILOTABILITÉ DES CHARGES DU BÂTIMENT*

Comme nous l'avons vu, le pilotage de charges consiste à contrôler la consommation des charges électriques. Cependant, toutes les charges d'un micro-réseau ne peuvent pas être contrôlées de la même façon et certaines présentent plus de facilité ou d'intérêt à être pilotées que d'autres. En effet, la demande en électricité résulte des différents usages des consommateurs. Afin de choisir les équipements à contrôler, il est ainsi nécessaire d'analyser ces usages à l'échelle nationale ainsi que leur contribution au cours des périodes de faible disponibilité énergétique sur le réseau électrique. Les Figure 19 et Figure 20 présentent, d'une part, la consommation d'énergie finale par usage dans le secteur résidentiel et, d'autre part, la répartition de cette consommation hors chauffage et production d'eau chaude sanitaire. On constate que le chauffage est aujourd'hui à l'origine de 68 % de la consommation énergétique des ménages. Cette part était d'environ 76 %

en 1990. En revanche, la part de l'électricité spécifique était de 9 % en 1990 alors que 20 ans plus tard elle s'élève à 16 %. Ainsi, au cours de ces deux décennies, la maitrise de l'énergie dans le bâtiment a lentement évolué du chauffage (qui reste cependant largement prédominant) vers d'autres usages (électricité spécifique, eau chaude sanitaire) dont la part augmente dans la consommation totale des ménages. De plus, la pilotabilité d'une charge est définie par son aptitude à être sous-alimentée, non alimentée ou coupée pendant un certain temps, en réponse à une sollicitation extérieure. Il faut également tenir compte du fait que piloter une charge ne doit pas impacter de manière critique l'application liée à la charge pilotée ou le client tributaire de cette application. Les charges ont des caractéristiques de fonctionnement spécifiques (Figure 21), certaines étant soumises à des facteurs extérieurs (météo) et temporels. Certains de ces facteurs sont prédictibles, d'autres non. Ainsi, différentes classes de charges, en rapport avec leurs possibilités de pilotage, sont présentées [BOE 2009].



(1) Électricité nécessaire aux services qui ne peuvent être rendus que par l'usage de l'énergie électrique, tels que l'éclairage et l'électroménager. Ne sont pas pris en compte l'eau chaude sanitaire, le chauffage et la cuisson qui peuvent utiliser différents types d'énergie.
(2) Calculé en tenant compte d'un indice de rigueur climatique permettant d'obtenir la consommation correspondant à des conditions climatiques dites « normales ».

FIGURE 19. CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE PAR USAGE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL [RF 2010C].

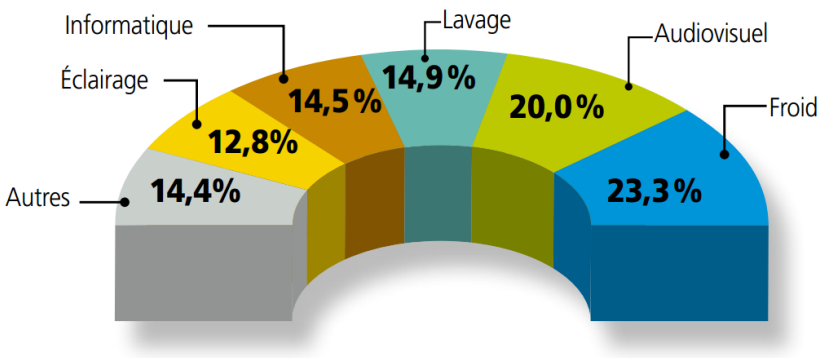


FIGURE 20. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION MOYENNE D'ÉLECTRICITÉ PAR USAGE, HORS CHAUFFAGE ET PRODUCTION D'EAU CHAUDE SANITAIRE [ADE 2010].

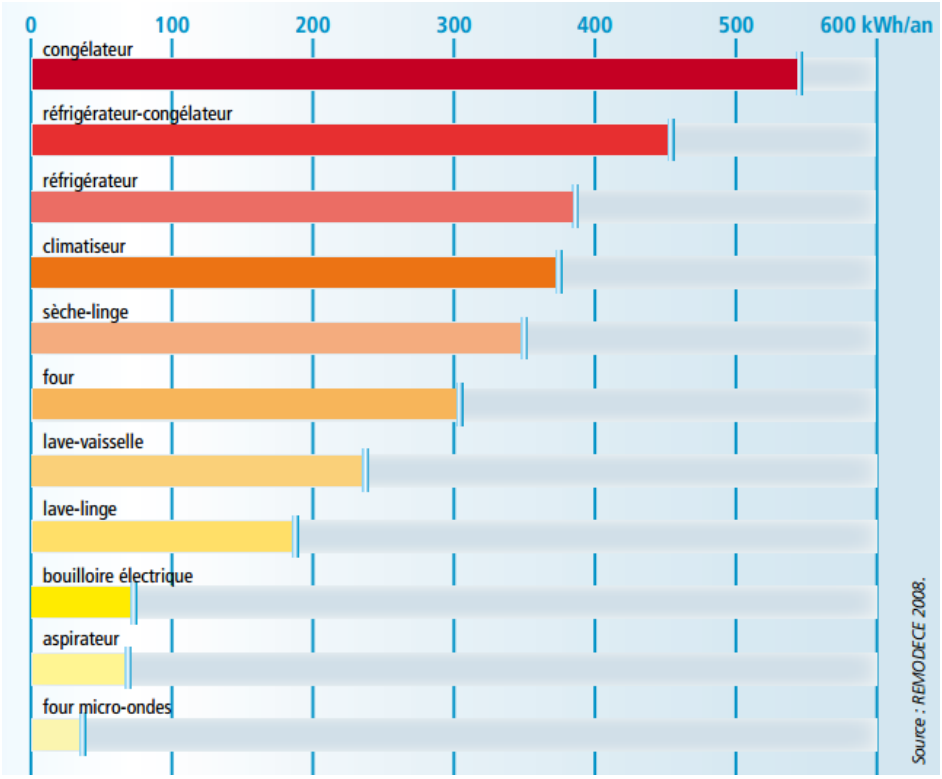


FIGURE 21. MOYENNE DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE PAR TYPE D'APPAREIL [ADE 2010].

- Gestion du confort thermique dans les bâtiments

Les charges liées au confort thermique (ventilation, chauffage, climatisation) représentent entre 30 et 50 % de la consommation d'énergie dans les bâtiments résidentiels et tertiaires, la part d'énergie électrique étant non négligeable. L'utilisation de l'inertie thermique des bâtiments peut permettre de délester ces charges pendant un certain temps sans altérer le confort des occupants. Les bâtiments peuvent être préchauffés ou pré-refroidis en prévision de contraintes sur le réseau ou pendant les périodes où le prix de l'énergie est bas. Ainsi, ce type de charge offre des possibilités de pilotage très intéressantes du fait de sa flexibilité.

- Production d'eau chaude sanitaire et stockage de chaleur

L'inertie thermique des ballons d'eau chaude sanitaire offre un degré de liberté intéressant dans l'optique de la gestion de la consommation et les rend facilement pilotables. En France, il existe un système de facturation adapté au mode de fonctionnement de ces charges (option Heures Pleines/Heures Creuses, HP/HC). L'apport des nouvelles technologies de l'information et de la communication (mesures et contrôle) devrait permettre d'ajuster les réglages en fonction des signaux tarifaires ou sécuritaires.

- Éclairage

Ces charges ne sont pas interruptibles de par leur fonctionnement et parce qu'elles influent fortement sur le confort visuel. Plusieurs études portant sur l'éclairage dans le secteur tertiaire (en particulier la luminosité dans les bureaux avec lumière naturelle du soleil) ont été réalisées et sont résumées par Galasiu et Veitch [GAL 2006]. D'autres études ont montré que des économies d'énergie pouvaient être réalisées par une meilleure gestion des applications luminaires. Cette meilleure utilisation de l'éclairage passe par une diminution des intensités, l'utilisation de

capteurs de présence et de minuteries, sans que cela n'entraine de gêne visuelle pour les occupants [BOE 2009].

- Équipements chauffants et frigorifiques

On trouve parmi ces charges les équipements frigorifiques, congélateur et réfrigérateur, et les équipements chauffants comme le four. L'inertie thermique de ces appareils peut être utilisée. Actuellement, ils fonctionnent grâce à un système on/off avec fourniture immédiate de la puissance maximale quand la température sort de la plage admise. Les appareils de nouvelle génération devraient posséder un système de stockage (de chaud ou de froid), permettant de réduire les pics de charge. Une contrainte sera de respecter l'aspect sanitaire et de ne pas sortir des plages de températures admises.

- Équipements informatiques et audiovisuels

Ces équipements ne sont pas interruptibles, à l'exception d'applications informatiques équipées d'onduleurs de secours pour lesquelles un délestage limité reste envisageable.

- Équipements électroménagers

Les lave-linges, sèche-linges et lave-vaisselles sont particulièrement adaptés au pilotage de charge car leur mise en marche peut être décalée dans le temps. Cependant, il est à noter qu'une fois en marche (début d'un cycle de lavage ou de séchage), il n'est généralement pas possible de les interrompre. Des programmes de gestion de la demande (*Demand-Side Management*, DSM) utilisent ces charges pour effacer les pics de consommation. De plus, les fabricants d'appareils ménagers sont en train d'améliorer ces derniers en y intégrant des systèmes intelligents (adaptation des températures, cycles de lavage…) qui pourraient être utilisées pour du pilotage de charge plus souple. De plus, la modulation d'amplitude pourrait être envisagée sur les appareils de lavage dont la phase de chauffage de l'eau (la majorité de l'énergie consommée sur l'ensemble du cycle lui est imputable) pourrait être modulée.

6.4. LE STOCKAGE D'ENERGIE

Face au développement rapide et durable des énergies renouvelables, qui sont dépendante des phénomènes climatiques exploitées (soleil, température extérieure ou vent), le stockage de l'énergie électrique est devenu nécessaire. En effet, il contribuera à la gestion efficace des systèmes énergétiques, notamment en cas de sur production, de sous production ou de panne. Par ailleurs, le développement des moyens de stockage d'énergie offrirait la possibilité d'agir directement sur les signaux du marché de l'électricité. Par conséquent, le stockage est l'une des clés de la maitrise de la demande énergétique [CRE 2012]. Il permettrait de :

- Participer à l'équilibre entre production et demande ;
- Contribuer au développement des énergies renouvelables ;
- Pallier les ruptures de production d'énergie renouvelable ;
- Lisser les pics de consommation et réduire la consommation d'énergie fossile ;
- Éviter d'investir dans de nouvelles centrales et limiter les arrêts/démarrages des groupes thermiques ;
- Lisser la production intermittente ;
- Contribuer au service système ;

- S'affranchir des coupures de courant ;
- Améliorer la qualité de la tension.

La Figure 22 présente, sous forme synthétique, les différents moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et du temps de décharge, de la milliseconde (super-capacité) à plusieurs heures (pompes hydrauliques).

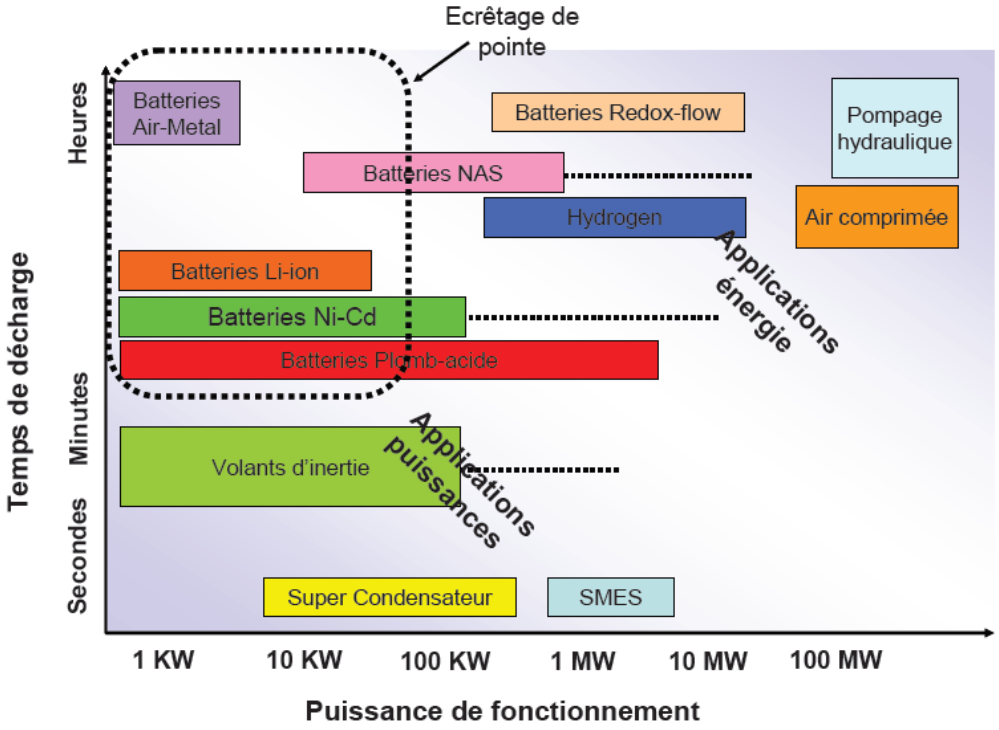


FIGURE 22. COMPARAISON DES MOYENS DE STOCKAGE EN FONCTION DE LA PUISSANCE DE FONCTIONNEMENT ET DU TEMPS DE DÉCHARGE [RIF 2009].

7. CONCLUSION

Le changement climatique dû aux émissions de gaz à effet de serre, l'épuisement des réserves d'énergie fossile, l'augmentation de la demande mondiale (en raison notamment de la croissance démographique et économique des pays en voie de développement) et les conséquences socio-économiques des pannes électriques sont des problématiques environnementales importantes. Ainsi, afin d'y faire face, des directives nationales et internationales ont été adoptées. Elles ont pour objectif de réduire la consommation énergétique (toutes énergies confondues) et d'inciter à l'utilisation des énergies renouvelables. Cependant, le développement des systèmes de production décentralisés et l'injection massive de cette production sont de nature à impacter le fonctionnement du réseau de distribution, qui deviendrait actif, voire le réseau de transport : impact sur les grandeurs électriques, sur l'exploitation et la planification du réseau. Or, il est nécessaire que le réseau électrique soit fiable et économique. C'est pourquoi il doit évoluer vers plus de flexibilité et d'intelligence afin de favoriser, dans des conditions économiques et de sécurité satisfaisantes, l'intégration de cette production décentralisée. Le maintien de l'équilibre entre offre et demande en énergie électrique, celle-ci ne pouvant être facilement stockée, ainsi que la maîtrise de cette demande, sont des problématiques majeures. Y répondre efficacement est possible grâce au développement de systèmes intelligents capables de minimiser les impacts induits par l'injection d'une production décentralisée et la recherche de nouvelles architectures pour le réseau électrique.

Face aux enjeux climatiques et énergétiques, la maitrise de l'énergie dans tous les secteurs est une nécessité. Cependant, les travaux présentés par ce manuscrit sont consacrés au secteur du bâtiment, du fait de sa position de premier consommateur d'énergie. Une voie très prometteuse dans la maitrise de la consommation est la gestion intelligente de la demande via, notamment, le pilotage de charges. De plus, le recours à des moyens de stockage de l'énergie permettrait de pallier l'intermittence de la production d'énergie renouvelable. Ces approches doivent permettre de trouver un équilibre entre production et demande et sont une alternative à la transformation des réseaux électriques, amenés à devenir de plus en plus complexes.

Par conséquent, la suite de ce manuscrit est consacrée à l'étude de la gestion énergétique d'un micro-réseau. De ce fait, le chapitre 2 présente le système étudié et sa modélisation. Les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques proposées et leurs objectifs sont développés. Des critères d'évaluation et de performance sont par ailleurs proposés. Dans le chapitre 3, les stratégies de gestion sont appliquées, en simulation, au micro-réseau considéré et les systèmes de production et de stockage décentralisés sont dimensionnés. L'impact du système optimisé sur le réseau électrique est également analysé.

CHAPITRE 2. STRATÉGIE DE GESTION INTELLIGENTE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES ET MODÉLISATION DU MICRO-RÉSEAU

1. INTRODUCTION

L'objectif de ces travaux de thèse est de proposer des solutions de gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un micro-réseau. Dans la première partie de ce chapitre, le micro-réseau considéré sera présenté : un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant une production locale. Les objectifs de la stratégie de gestion des ressources énergétiques seront également décrits.

Dans une seconde partie, des critères de performance sont définis. Ils permettent d'évaluer le confort des occupants, les coûts économiques et environnementaux, ainsi que l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables. L'interaction de l'habitat avec le réseau électrique est considérée, ainsi qu'une tarification dynamique.

Une troisième partie décrit les différentes solutions de gestion des ressources. Une première stratégie, servant de référence, est fondée sur la gestion des ressources énergétiques actuelles. Elle intègre une production locale, qui est injectée, en partie ou en totalité, sur le réseau électrique. Aucun système de stockage n'est considéré pour cette première stratégie. Une deuxième approche, globale et multicritère, pour la gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant des systèmes de production et de stockage, est proposée. Elle tient compte de la production décentralisée, de la charge, de l'état de la batterie ainsi que de l'état du réseau électrique à chaque instant. Enfin, une stratégie de gestion prédictive des ressources énergétiques est proposée. Elle tient compte elle aussi de la production décentralisée, de la charge, de l'état de la batterie, de l'état du réseau électrique à chaque instant, mais également de leur anticipation sur un horizon de prédiction.

Afin, de tester en simulation les différentes stratégies, il est nécessaire de disposer de modèles des différentes composantes du micro-réseau. Ainsi, dans une quatrième partie, plusieurs types d'habitats individuels, des systèmes de production (panneaux photovoltaïques et éoliennes) et de stockage d'énergie (batteries) sont modélisés. Différents scénarios d'occupation et de comportement sont également proposés.

2. PRÉAMBULE

Le micro-réseau considéré est un habitat individuel, raccordé au réseau électrique et disposant de systèmes de production d'énergie électrique intégrés au bâti. Cet habitat exploite des ressources énergétiques renouvelables. Il peut utiliser des panneaux solaires photovoltaïques, des piles à combustible, des éoliennes, des turbines hydro-électriques ou tout autre système permettant de produire de l'électricité localement. De plus, afin de pallier l'intermittence des ressources énergétiques renouvelables et d'optimiser l'exploitation de cette production locale, l'utilisation d'un système de stockage d'électricité est pris en compte par l'intermédiaire de batteries électriques.

Des approches globales et multicritères pour la gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant une production locale sont proposées dans ce chapitre. Ces dernières doivent satisfaire un certain nombre de contraintes et optimiser un ou plusieurs critères. En effet, la production et la consommation d'énergie sont impactées par différentes considérations de nature géographique (la localisation et l'orientation du bâtiment et des systèmes de production), climatique, physique (le type d'habitat, son niveau d'isolation ainsi que les possibilités d'implantation des systèmes de production et de stockage) et, enfin, socioculturelle. Une gestion efficace des ressources énergétiques doit également tenir compte des coûts économiques liées à la production et à la consommation d'énergie, du confort (notamment thermique) des occupants, des possibilités offertes par la stratégie d'exploitation choisie (réduire la consommation, promouvoir l'autoconsommation et la diminution des émissions de CO_2) et de l'état du réseau électrique (périodes de forte ou de faible consommation). L'objectif des stratégies de gestion du micro-réseau considéré est d'optimiser l'autoconsommation d'énergie et de minimiser l'impact des systèmes de production locaux sur le réseau électrique (achat et vente de l'électricité). Ainsi, des critères de performance ont été définis. Ils permettent d'évaluer le confort des occupants, les coûts économiques et environnementaux, ainsi que l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables. L'interaction de l'habitat avec le réseau électrique est considérée, ainsi qu'une tarification dynamique.

3. CRITÈRES D'ÉVALUATION

Afin de juger des performances des stratégies de gestion des ressources énergétiques mises en place, tout comme de la régulation de la température intérieure, plusieurs critères permettant d'évaluer les coûts énergétiques, économiques ainsi que le confort thermique des occupants ont été définis.

3.1. CRITERE DE CONFORT THERMIQUE

Le critère de confort thermique J_c (°C) s'appuie sur le suivi de la consigne de température intérieure. Il est ainsi déterminé par la moyenne de l'erreur absolue entre la température de consigne et la température moyenne de l'habitat, ou de la pièce considérée, T. T_c^{chauf} (°C) est la consigne de température en chauffage, T_c^{clim} (°C) est la consigne de température en climatisation. En fonction des conditions météorologiques et de la température intérieure, on aura tendance à chauffer ou à refroidir. Ainsi, sur la durée de la simulation, il sera considéré la plus petite erreur absolue entre la température de consigne en chauffage ou en refroidissement et la température de l'habitat (1). t est le pas de temps des simulations :

$$J_c = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N} \min\left(\left|T_c^{chauf}(t) - T(t)\right|, \left|T_c^{clim}(t) - T(t)\right|\right) \quad (1)$$

3.2. CRITERES DE COUT ENERGETIQUE

3.2.1. AUTOCONSOMMATION D'ÉNERGIE

Le pourcentage d'énergie renouvelable autoconsommée, $\%_{ac}$, est le rapport entre la part d'énergie renouvelable consommée EnR_c (kWh) et celle produite EnR_p (kWh) (2). Ce critère est à maximiser afin de favoriser l'autoconsommation de l'énergie renouvelable produite :

$$\%_{ac} = 100 \times \frac{EnR_c}{EnR_p} \quad (2)$$

3.2.2. TAUX DE COUVERTURE EnR

Le taux de couverture EnR, $\%_{EnR_c}$, détermine le pourcentage d'énergie consommée d'origine renouvelable (3). L'énergie totale consommée est la somme de l'énergie soutirée au réseau électrique E_{EDF} et de l'énergie renouvelable produite et consommée EnR_c. Ces énergies sont exprimées en kWh. Ce critère est à maximiser pour diminuer la dépendance de l'habitat au réseau :

$$\%_{EnR_c} = 100 \times \frac{EnR_c}{EnR_c + E_{EDF}} \quad (3)$$

3.2.3. UTILISATION DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Afin de combiner au sein d'un seul critère l'autoconsommation et le taux de couverture EnR, dont l'optimisation conduirait à des configurations surdimensionnées ou sous-dimensionnées, un critère global, J_{EnR} (%), conduisant à un compromis intéressant est proposé (4) :

$$J_{EnR} = \frac{\%_{EnR_c} \times \%_{ac}}{100} \tag{4}$$

3.3. CRITERE DE COUT ECONOMIQUE BASE SUR UNE TARIFICATION DYNAMIQUE

La tarification dynamique consiste à faire varier le prix de l'énergie de façon dynamique, sur des pas de temps courts, afin de suivre les coûts de production de l'électricité, selon l'heure de la journée. Ces coûts sont plus importants pendant les pics de consommation, en raison du type d'énergie employé. La variabilité des coûts de production de l'électricité dépend donc de la charge du réseau, qui varie à l'échelle d'une journée mais aussi d'une saison.

Ce type de tarification est déjà utilisé sur le marché de l'énergie et est bien maitrisé en France. EDF a introduit ce modèle de tarification en s'appuyant sur le concept d'Heures Creuses (HC) et d'Heures Pleines (HP), aussi appelé tarification horo-saisonnière. EDF propose différentes options de tarification horo-saisonnière [EDF 2013] :

- Avec l'option HP/HC, le consommateur bénéficie de deux prix différents pour son énergie électrique : un prix en heures creuses avantageux huit heures par jour (dont la plage horaire est déterminée localement par le distributeur, en général la nuit) et un prix heure pleine pour le reste de la journée.
- Avec l'option Tempo, le consommateur bénéficie de six prix différents pour son énergie électrique : en plus de la distinction heures pleines/heures creuses, trois jours types sont déterminés. Durant les 22 jours "rouges", le tarif de l'électricité est exceptionnellement très élevé. Durant les 43 jours "blancs", l'électricité est un peu plus abordable, mais reste plus chère que lors des 300 jours "bleus" restants pendant lesquels une tarification de référence est appliquée.

Avec la mise en place de compteurs intelligents, tels que « Linky » en France [ERDF 2013a, ERDF 2013b], permettant une mesure en temps réel de l'énergie consommée ou injectée sur le réseau, il pourrait être envisagé de répercuter les variations des coûts de production de l'électricité sur les prix payés par les consommateurs à des pas de temps plus fins (heure, voire même minute).

De ce fait, une tarification dynamique plus fine est envisagée dans ces travaux. Par conséquent, le critère de coût économique $J_{coût}$ (€) est déterminé, non pas selon les tarifs d'achat et de vente actuellement pratiqués par EDF, mais sur la base d'une tarification dynamique en temps réel dont l'application aux particuliers est prévue prochainement. Ainsi, un modèle polynomial du coût de l'énergie P_{En} a été identifié en fonction de la charge du réseau $Ch_{rés}$ (à partir de données fournies par RTE et datant de 2006 pour la consommation journalière d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée) et de la température extérieure T_{ext} (à partir de données de température pour 2006 à Perpignan fournies par Meteonorm [MET]),

avec $i, j \in [\![1,5]\!]$ (5) (Tableau 3). L'erreur quadratique moyenne du modèle obtenu est environ de 16,5 %. Les données du prix de l'énergie considérées sont celles d'Epexspot [EPE 2006] :

$$P_{En}(t) = \sum_{i,j} a_{ij} \times Ch_{rés}^{i}(t) \times 10^{-3} \times T_{ext}^{j}(t) \tag{5}$$

TABLEAU 3. COEFFICIENTS DU MODÈLE POLYNOMIAL DU PRIX DE L'ÉNERGIE.

j\i	0	1	2	3	4	5
0	$8{,}11.10^{1}$	-4,63	$9{,}14.10^{-2}$	$1{,}22.10^{-4}$	$-3{,}67.10^{-7}$	$3{,}79.10^{-9}$
1	$-1{,}67.10^{1}$	$9{,}06.10^{-1}$	$-1{,}58.10^{-2}$	$1{,}30.10^{-4}$	$-4{,}04.10^{-7}$	-
2	$-1{,}11.10^{-1}$	$-2{,}37.10^{-3}$	$7{,}01.10^{-5}$	$5{,}66.10^{-8}$	-	-
3	$1{,}01.10^{-2}$	$-3{,}57.10^{-4}$	$-1{,}82.10^{-6}$	-	-	-
4	$2{,}69.10^{-4}$	$1{,}29.10^{-5}$	-	-	-	-
5	$-1{,}94.10^{-5}$	-	-	-	-	-

Le coût économique $J_{coût}$ (6) est défini comme la différence entre l'énergie soutirée au réseau, E_{EDF} (kWh), et l'énergie injectée, E_{inj} (kWh), en considérant le prix de l'électricité P_{En} (5) :

$$J_{coût} = \sum_{k} E_{inj}(t) \cdot P_{En}(t) - En_{EDF}(t) \cdot P_{En}(t) \tag{6}$$

3.4. INTERACTION AVEC LE RESEAU ELECTRIQUE

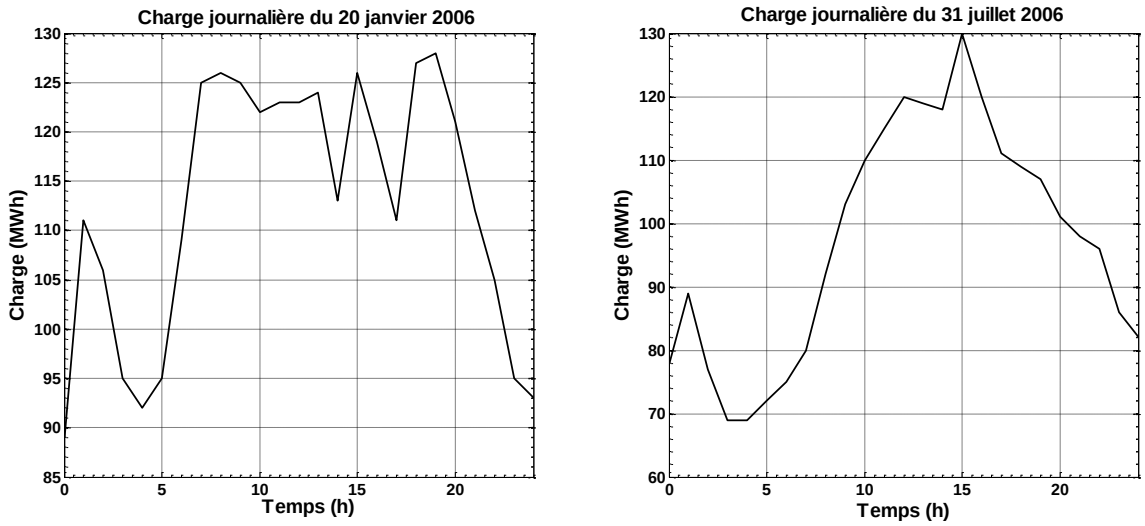


FIGURE 23. COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.

Un autre point important doit être considéré, l'interaction avec le réseau électrique. En effet, comme nous l'avons vu au chapitre 1, le problème majeur de l'exploitation du réseau électrique est de maintenir en permanence l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle d'énergie électrique. Ainsi, l'équilibre du réseau électrique étant fragile, il est nécessaire de prendre en considération l'interaction entre bâtiment et réseau. Pour cela, il est important d'analyser et de connaitre la courbe de charge du réseau électrique.

3.4.1. ÉTAT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET SEUILS RÉSEAU

La charge du réseau électrique dépend principalement de la météorologie (consommation plus importante l'hiver que l'été) et de l'activité économique (plusieurs pics de consommation au cours de la journée). En effet, la courbe de consommation d'électricité journalière est le reflet au quotidien de nos modes de vie et son profil journalier a globalement la même allure tout au long de l'année (Figure 23). Typiquement, en hiver, la courbe de consommation électrique présente un creux vers 4h, c'est le creux journalier, puis une progression de 4h à 7h, deux creux l'après-midi aux alentours de 14h30 et 16h, puis vers 19h a lieu le pic du soir. En effet, dès 4h du matin, la consommation électrique augmente. À cette heure, la vie diurne reprend son rythme, les personnes allument la lumière, font fonctionner les appareils électroménagers pour le petit déjeuner, prennent les transports… Avec la pause-déjeuner, la consommation se stabilise puis décroit progressivement jusque vers 16h. Les moyens de transport, l'électroménager, les télévisions, l'éclairage public et domestique sont massivement utilisés vers 19h. C'est la pointe journalière de la consommation électrique française en hiver. En été, le pic se produit aux alentours de 15 h, du fait de l'utilisation de climatisations et de ventilateurs. À partir de cette analyse des courbes de charges journalière selon les différentes saisons (été et hiver), il est possible de déterminer les plages horaires caractérisant les différentes périodes de charge sur le réseau électrique : période de pointe, période creuse et période intermédiaire. Celles-ci sont présentées dans le Tableau 4 :

TABLEAU 4. PLAGES HORAIRE DES DIFFERENTES PÉRIODES DE CHARGE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.

Saison	**Eté** **(1er mai au 31 octobre)**	**Hiver** **(1er novembre au 30 avril)**
Période de pointe	10h-17h	7h-13h30 14h30-16h 17h30-20h30
Période intermédiaire	0h-2h 7h-10h 17h-23h	0h-2h 6h-7h 13h30-14h30 16h-17h30 20h30-23h
Période creuse	2h-7h 23h-24h	2h-6h 23h-24h

Afin de définir l'état du réseau électrique, tout en tenant compte de ces variations horo-saisonnières, une normalisation journalière de la charge est réalisée (Figure 24). Si l'on observe la normalisation journalière de la courbe de charge Figure 24 et que l'on prend en considération les différentes périodes de consommation considérées dans le Tableau 4, on constate de manière générale qu'un pic de consommation est obtenu pour une valeur réseau supérieure à 0,7 et qu'un creux est obtenu pour une valeur inférieure à 0,3. Ainsi, nous pouvons définir deux seuils réseaux à 30 % et 70 %, permettant de déterminer les différentes périodes, de pointe, creuse et intermédiaire, selon la normalisation de la charge du réseau. Si la charge normalisée est supérieure au seuil à 70 %, le réseau est en période de pointe. Si la charge normalisée est inférieure au seuil à 30 %, le réseau est en période creuse. Enfin, si la charge est comprise entre ces deux seuils (entre 30 % et 70 %), le réseau est dans une situation intermédiaire. Le choix de ces seuils permet de retrouver et d'affiner les plages horaires des différentes périodes de charge du réseau, périodes qui peuvent varier légèrement selon la journée et la saison.

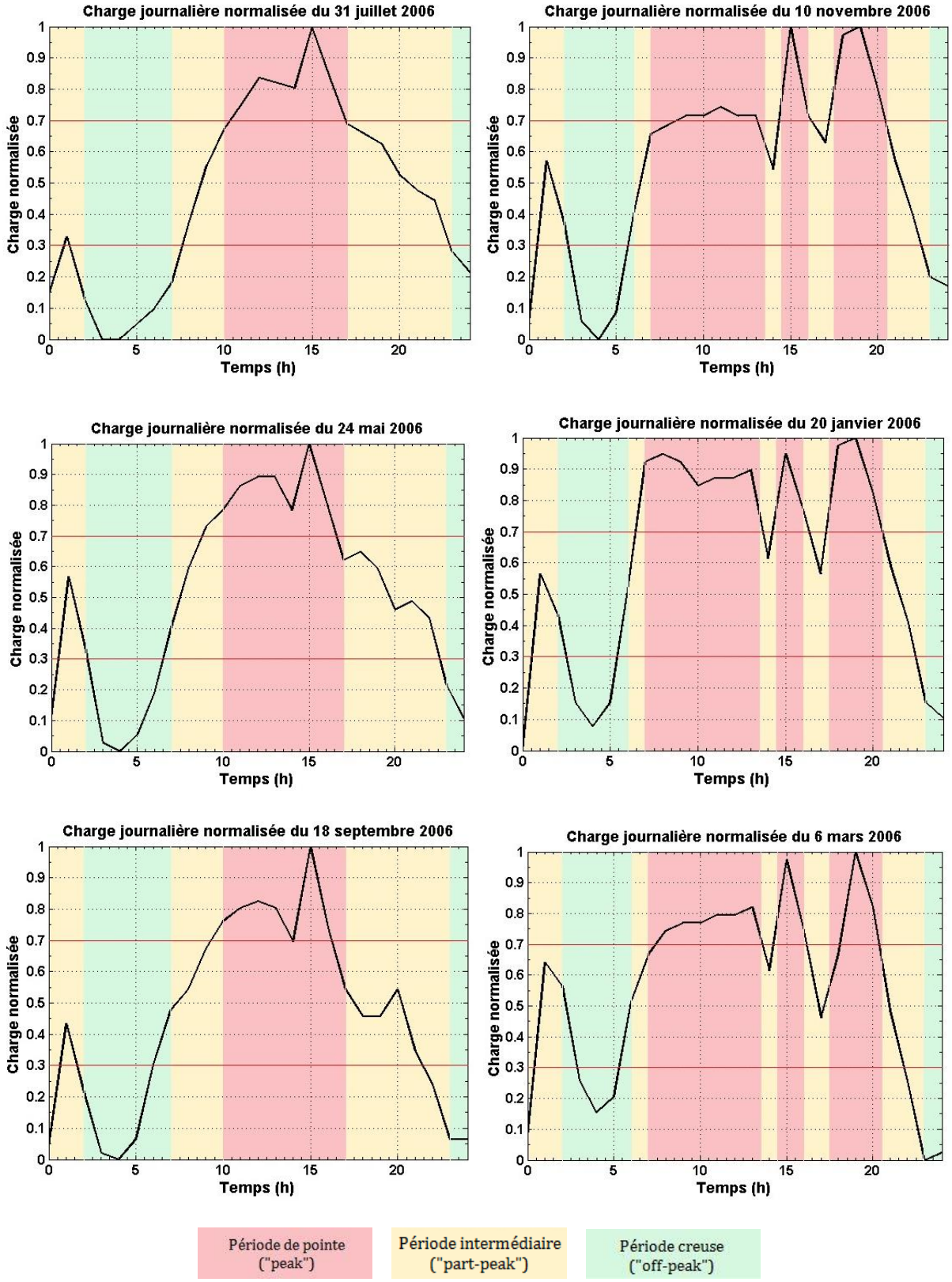


FIGURE 24. CHARGE JOURNALIÈRE NORMALISÉE, PÉRIODE DE CONSOMMATION ET SEUIL RÉSEAU.

Un critère d'état du réseau, permettant de déterminer si le réseau est en période de pointe ou en période creuse, peut être défini à partir de ses différentes périodes de charge. Il peut par conséquent être déterminé à partir des différents seuils réseau. La période intermédiaire peut

être considérée soit comme une période de pointe, soit comme une période creuse. Ainsi, deux cas pourront être traités :

① La période intermédiaire est considérée comme période creuse.

Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 70%, le critère d'état du réseau est $J_{rès} = 1$ (période de pointe) (respectivement $J_{rès} = 0$ (période creuse)).

② La période intermédiaire est considérée comme période de pointe.

Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 30 %, le critère d'état du réseau est $J_{rès} = 1$ (période de pointe) (respectivement $J_{rès} = 0$ (période creuse)).

3.4.2. IMPACT DU BÂTIMENT SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Comme nous avons pu le voir, le réseau électrique possède un équilibre fragile et l'interaction d'un habitat producteur d'énergie avec ce dernier n'est pas sans conséquences. Ainsi, il est intéressant d'analyser cette interaction. Pour cela, un seuil réseau est fixé, permettant de définir une limite entre une situation favorable et une situation défavorable à l'injection et au soutirage d'électricité. Leurs impacts respectifs étant opposés, différents seuils pour le réseau pourront être considérés. Un seuil à 70 % caractérise un réseau ayant une préférence pour l'injection de l'énergie lors des pics de demande. Par opposition, un seuil à 30 % caractérise un réseau qui est en mesure d'accepter la plupart du temps la production décentralisée.

3.4.2.1. Impact en injection

C'est la normalisation de l'écart entre le seuil réseau fixé et l'état du réseau qui permet de quantifier le caractère plus ou moins favorable de l'injection. Ainsi, l'écart entre ce seuil et l'état du réseau est normalisé entre 0 et 1, lorsqu'il est supérieur au seuil, et entre 0 et -1 lorsqu'il est inférieur à ce seuil (Figure 26). L'impact de l'injection de la production locale d'énergie sur le réseau I_{inj} est alors défini par le produit de l'énergie injectée sur le réseau E_{inj} et de l'écart normalisé entre le seuil et l'état du réseau ΔE_{seuil} (7) :

$$I_{inj} = \frac{1}{1000} \times \sum_{t} E_{inj}(t) \times \Delta E_{seuil}(t) \tag{7}$$

3.4.2.2. Impact en soutirage

De la même manière que pour l'injection, c'est la normalisation de l'écart entre le seuil réseau fixé et l'état du réseau qui permet de quantifier le caractère plus ou moins favorable au soutirage. L'écart entre ce seuil et l'état du réseau est normalisé entre -1 et 0 lorsqu'il est supérieur au seuil et entre 0 et 1 lorsqu'il est inférieur à ce seuil (Figure 26). L'impact du soutirage sur le réseau électrique I_{sout} est défini de façon identique mais la normalisation de l'écart entre le seuil et l'état du réseau est opposée à celle réalisée dans le cas de l'injection (8) :

$$I_{sout} = -\frac{1}{1000} \times \sum_{t} E_{EDF}(t) \times \Delta E_{seuil}(t) \tag{8}$$

3.4.2.3. Impact global

Un impact global de l'habitat I_g sur le réseau électrique, combinant l'impact en injection et en soutirage, peut alors être défini par la somme de I_{inj} et de I_{sout} (9) :

$$I_g = I_{inj} + I_{sout} \tag{9}$$

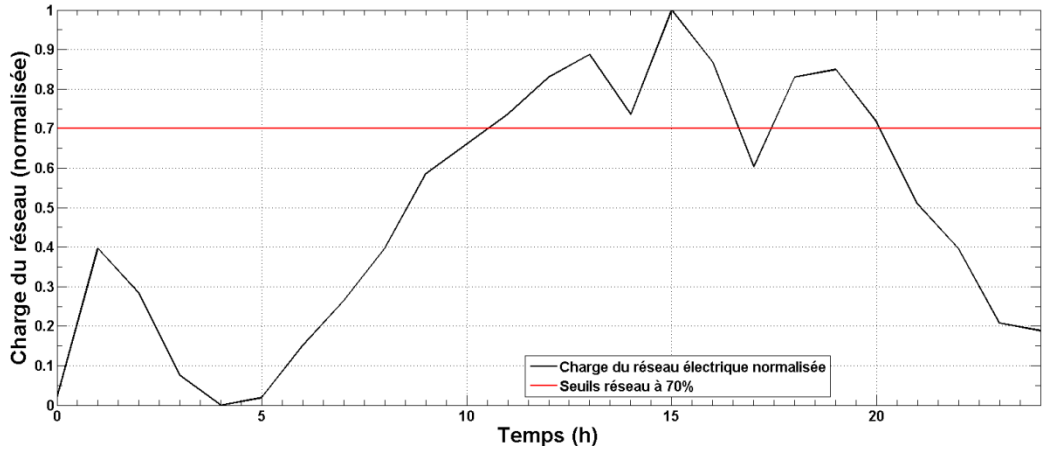


FIGURE 25. CHARGE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE NORMALISÉE ET SEUIL RÉSEAU À 70 % POUR LE 28 JANVIER 2006.

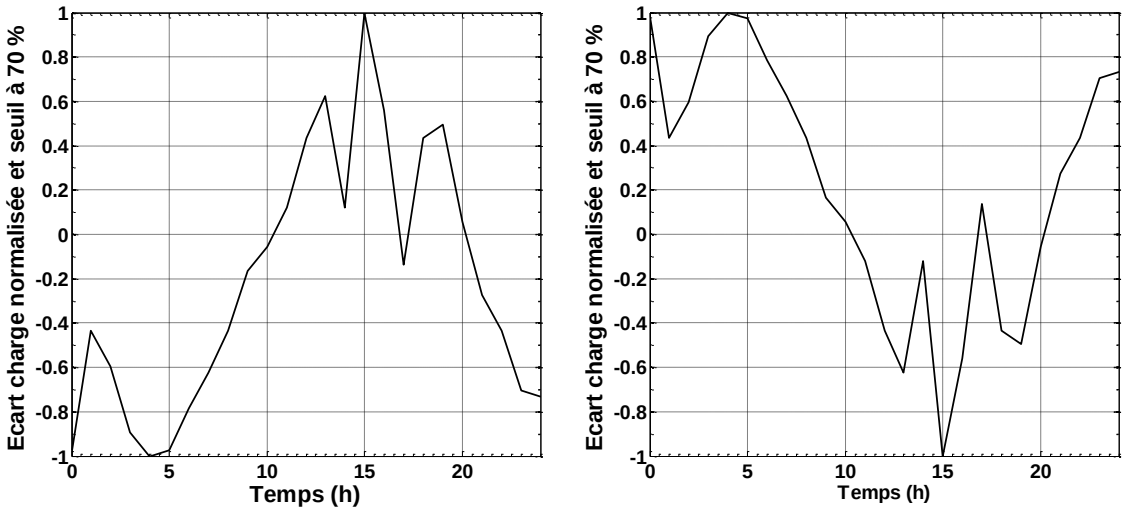


FIGURE 26. ÉCART NORMALISÉ ENTRE LA CHARGE DU RÉSEAU NORMALISÉE ET LE SEUIL À 70 % CARACTÉRISANT À GAUCHE L'INJECTION ET À DROITE LE SOUTIRAGE SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE, POUR LE 28 JANVIER 2006.

4. STRATÉGIE DE GESTION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES

4.1. PRODUCTION DECENTRALISEE SANS SYSTEME DE STOCKAGE

Une première stratégie de gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un habitat individuel intégrant des systèmes de production locaux et sans système de stockage est proposée. Elle nous servira de stratégie de référence. Avec cette dernière, la production d'origine renouvelable est autoconsommée et seul le surplus d'énergie est injecté sur le réseau électrique. Ainsi, la gestion des ressources énergétiques dépend uniquement de la production décentralisée et de la charge à chaque instant (Figure 27). On peut alors distinguer trois modes de fonctionnement :

① *Surproduction.* La production d'énergie renouvelable est supérieure à la consommation instantanée. La production EnR satisfait donc la totalité de la consommation de l'habitat et la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique est nulle. Le surplus d'énergie est injecté sur le réseau.

② *Équilibre entre production et demande.* Toute l'énergie produite est autoconsommée et aucune interaction avec le réseau électrique n'est nécessaire.

③ *Sous-production.* La consommation énergétique est supérieure à la production EnR. De ce fait, l'énergie produite localement est entièrement autoconsommée. Toutefois, pour satisfaire les besoins du consommateur, la quantité d'énergie manquante est soutirée au réseau électrique.

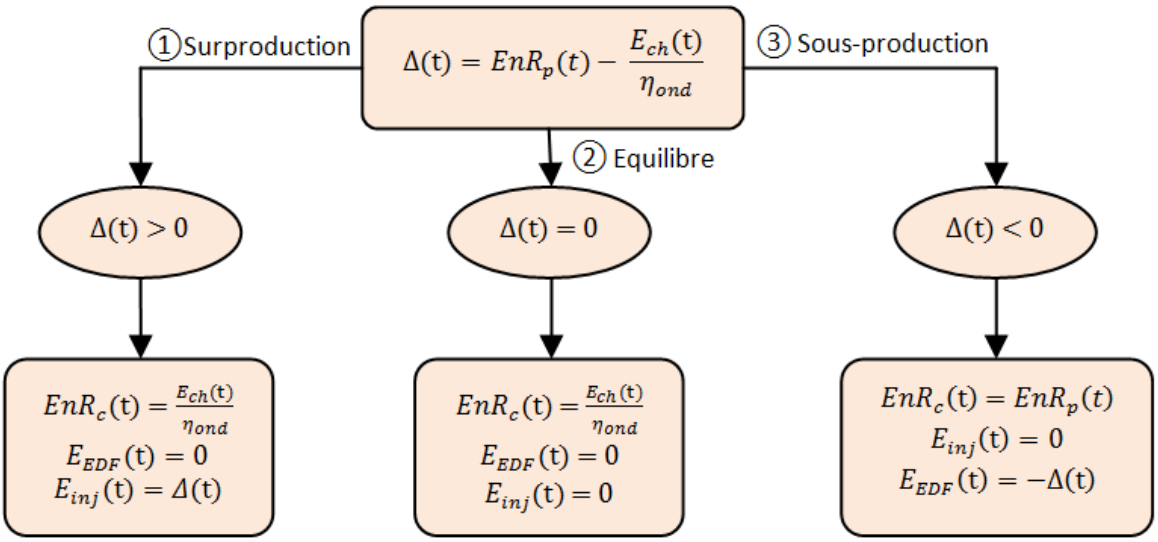


FIGURE 27. GESTION INSTANTANÉE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE SANS SYSTÈME DE STOCKAGE.

4.2. PRODUCTION DECENTRALISEE AVEC SYSTEME DE STOCKAGE

Afin de pallier l'intermittence des ressources énergétiques renouvelables et d'optimiser l'exploitation de la production locale, un système de stockage de l'électricité est considéré : des batteries électriques. Une approche globale et multicritère de gestion des ressources

énergétiques, à l'échelle d'un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant des systèmes de production et de stockage, est également proposée. L'objectif de la stratégie est de favoriser l'autoconsommation d'énergie tout en minimisant l'impact des systèmes de production locaux sur le réseau électrique (achat et vente d'électricité). Ainsi, la gestion des ressources énergétiques dépend de la production décentralisée, de la charge, de l'état de la batterie, ainsi que de l'état du réseau électrique à chaque instant (Figure 28). On peut distinguer trois modes de fonctionnement :

① *Surproduction.* La production d'énergie renouvelable est supérieure à la consommation instantanée. La production EnR satisfait donc la totalité de la consommation de l'habitat et la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique est nulle. La gestion du surplus d'énergie s'appuie sur l'état du réseau. Si celui-ci est soumis à une forte demande (période de pointe, dans ce cas $J_{rés} = 1$), le surplus d'énergie y sera injecté. Sinon, si la batterie n'est pas déjà totalement chargée, le surplus d'énergie est en partie ou en totalité stocké.

② *Équilibre entre production et demande.* Toute l'énergie produite est autoconsommée et aucune interaction avec le réseau électrique et la batterie n'est nécessaire.

③ *Sous-production.* La consommation énergétique est supérieure à la production EnR. De ce fait, l'énergie produite localement est entièrement autoconsommée. Toutefois, pour satisfaire les besoins du consommateur, le déstockage de l'énergie présente dans la batterie est favorisé, à condition que celle-ci soit suffisamment chargée. Sinon, la quantité d'énergie manquante est soutirée au réseau électrique.

Quelques cas particuliers peuvent s'ajouter à ce fonctionnement global. Lorsqu'aucune interaction avec la batterie n'est normalement réalisée, il faut vérifier que les contraintes sur cette dernière sont toujours respectées. En effet, l'autodécharge de la batterie peut l'amener à passer en dessous de son seuil minimal. Il est donc nécessaire de maintenir l'état de charge de la batterie à son seuil minimal. Par conséquent, il est possible de soutirer de l'énergie au réseau bien que le micro-réseau soit en état d'équilibre, afin de maintenir la batterie à un état de charge minimal.

Afin d'appliquer cette stratégie de gestion des ressources énergétiques, un seuil réseau doit être fixé permettant de déterminer le critère d'état de ce réseau. Deux cas pourront être considérés, si la période intermédiaire est prise en compte comme période de pointe ou bien comme période creuse :

- *La période intermédiaire fait partie de la période creuse.* Le seuil réseau est alors fixé à 70 %. Ainsi, si l'état du réseau est supérieur (respectivement inférieur) au seuil, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).
- *La période intermédiaire fait partie de la période de pointe.* Le seuil réseau est alors fixé à 30%. Ainsi, si l'état du réseau est supérieur (respectivement inférieur) au seuil, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

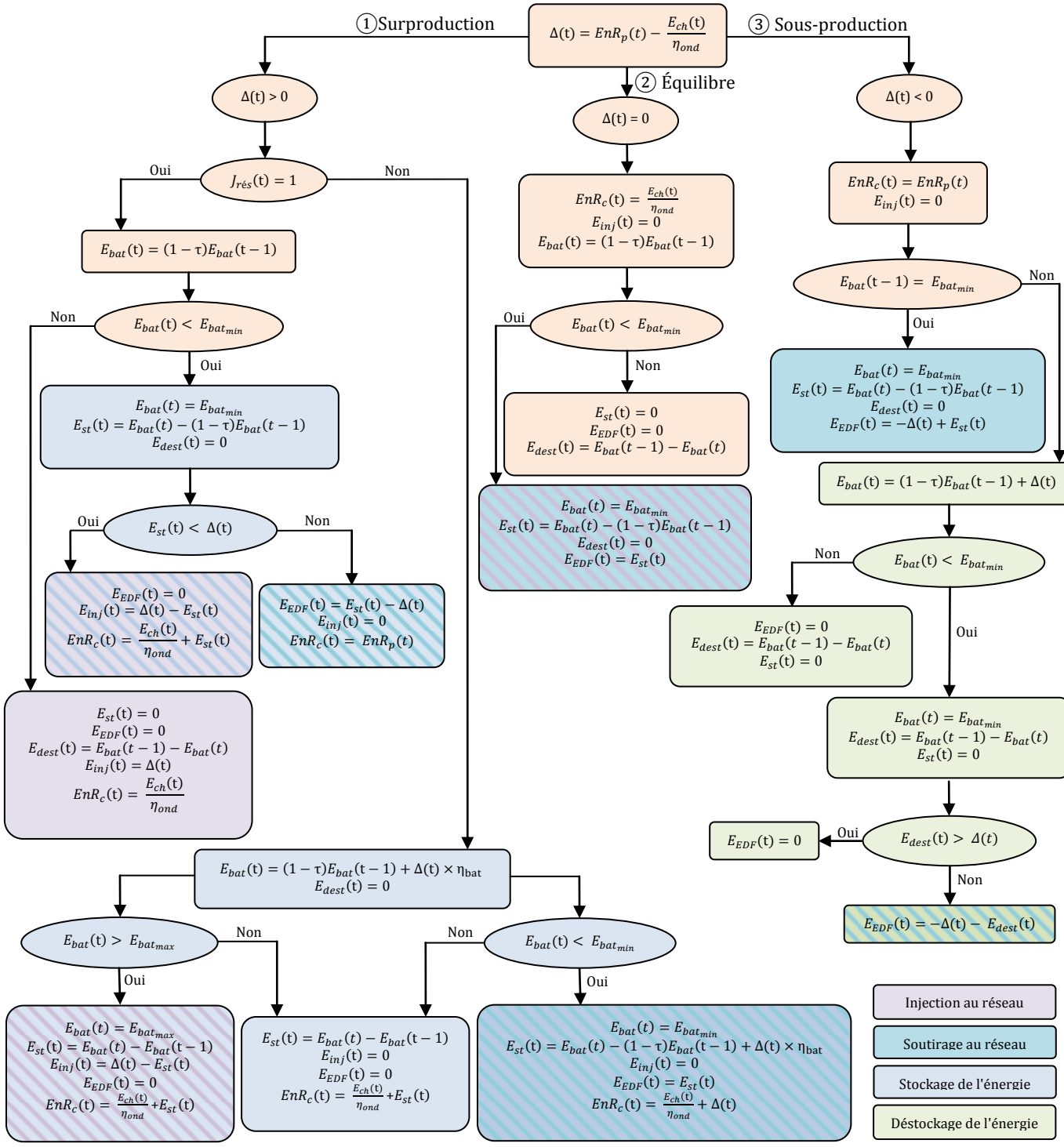


FIGURE 28. GESTION INSTANTANÉE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE AVEC SYSTÈME DE STOCKAGE ET PRISE EN COMPTE DE L'ÉTAT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.

4.3. STRATEGIE DE GESTION PREDICTIVE DES RESSOURCES ENERGETIQUES

4.3.1. PRÉSENTATION DE LA STRATÉGIE PRÉDICTIVE

Afin d'affiner la stratégie de gestion des ressources énergétiques proposée précédemment, notamment l'utilisation du système de stockage, une stratégie de gestion prédictive est développée. Tout comme la stratégie précédente, la nouvelle stratégie de gestion des ressources énergétiques dépend de la production décentralisée, de la charge, de l'état de la batterie, ainsi que de l'état du réseau électrique à chaque instant. Elle dépend aussi de l'anticipation de la disponibilité des ressources ainsi que des besoins énergétiques sur un horizon de temps défini. L'objectif de la stratégie prédictive est identique à l'approche précédente, minimiser l'impact négatif de l'habitat sur le réseau électrique, aussi bien en injection qu'en soutirage, tout en maximisant l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables. La prédiction de la production locale, de la consommation et de la charge sur le réseau permet de déterminer si le micro-réseau sera en capacité d'auto-satisfaire ou pas sa demande et plus particulièrement en période de pointe. Tout comme pour la stratégie précédente, on peut distinguer trois modes de fonctionnement. Cependant, la gestion de l'énergie, et plus particulièrement l'utilisation du système de stockage, dépend de l'anticipation de la production locale, des besoins énergétiques et de l'état du réseau :

① *Surproduction* (Figure 29). La production d'énergie renouvelable est supérieure à la consommation instantanée. La production EnR satisfait donc la totalité de la consommation de l'habitat et la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique est nulle. La gestion du surplus d'énergie s'appuie sur l'état du réseau et sur la capacité du système à satisfaire sa demande pour le pic de consommation à venir. Si le réseau est soumis à une forte charge (période de pointe, dans ce cas $E_{rés} = P$) et si le système peut satisfaire sa demande à venir en période de pointe ($E_{EDF_p}(\mathrm{t}) = 0$), alors le surplus d'énergie est injecté sur le réseau. Sinon, si la batterie n'est pas déjà totalement chargée, tout ou partie du surplus d'énergie est stocké.

② *Équilibre entre production et demande* (Figure 30). Ici, toute l'énergie produite est autoconsommée. Mais contrairement à la stratégie non-prédictive, où aucune interaction avec le réseau électrique et la batterie n'était nécessaire, on pourra soutirer de l'énergie au réseau pour charger la batterie, seulement si ce dernier n'est pas soumis à une forte demande ($E_{rés} = C$ ou $E_{rés} = I$), afin de répondre à un futur pic de consommation que le système n'aurait pu satisfaire sans cette anticipation.

③ *Sous-production* (Figure 31). La consommation énergétique est supérieure à la production EnR. De ce fait, l'énergie produite localement est entièrement autoconsommée. Mais contrairement à la stratégie non-prédictive, où le déstockage de l'énergie présente dans la batterie était favorisé, on tient compte ici de l'état du réseau et de l'anticipation de la capacité du système à auto-satisfaire sa demande lorsque le réseau est soumis au prochain pic de consommation. Ainsi, si le réseau est soumis à une forte demande ($E_{rés} = P$), on favorise le déstockage de l'énergie. En revanche, hors période de pointe, on favorisera le déstockage, seulement si l'on sait que le système peut satisfaire sa demande lors du prochain pic de consommation. Sinon, on préférera soutirer de l'énergie au réseau afin de déstocker l'énergie contenue dans la batterie lors d'un pic à venir.

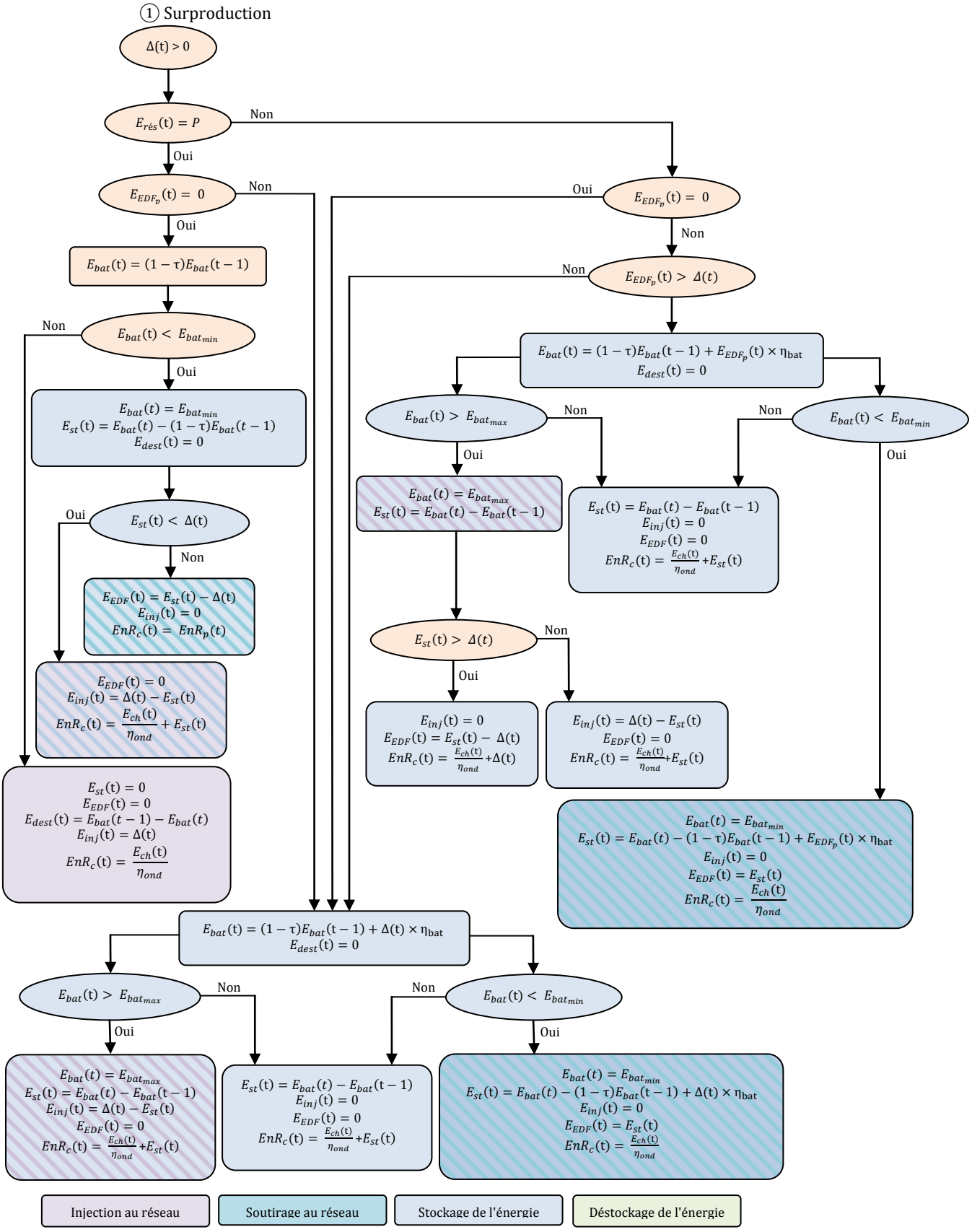


FIGURE 29. GESTION PRÉDICTIVE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES – SURPRODUCTION.

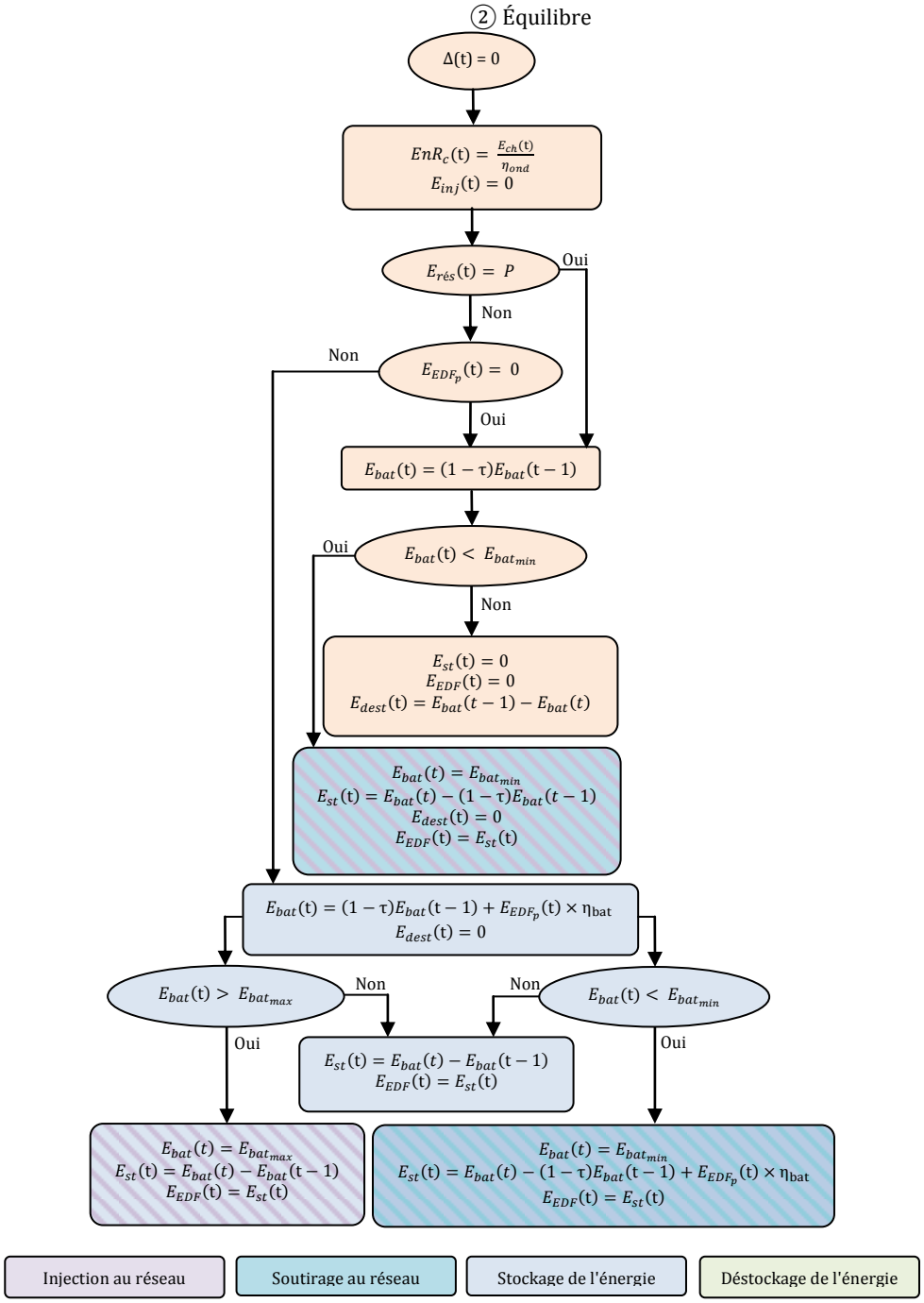


FIGURE 30. GESTION PRÉDICTIVE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES – EQUILIBRE.

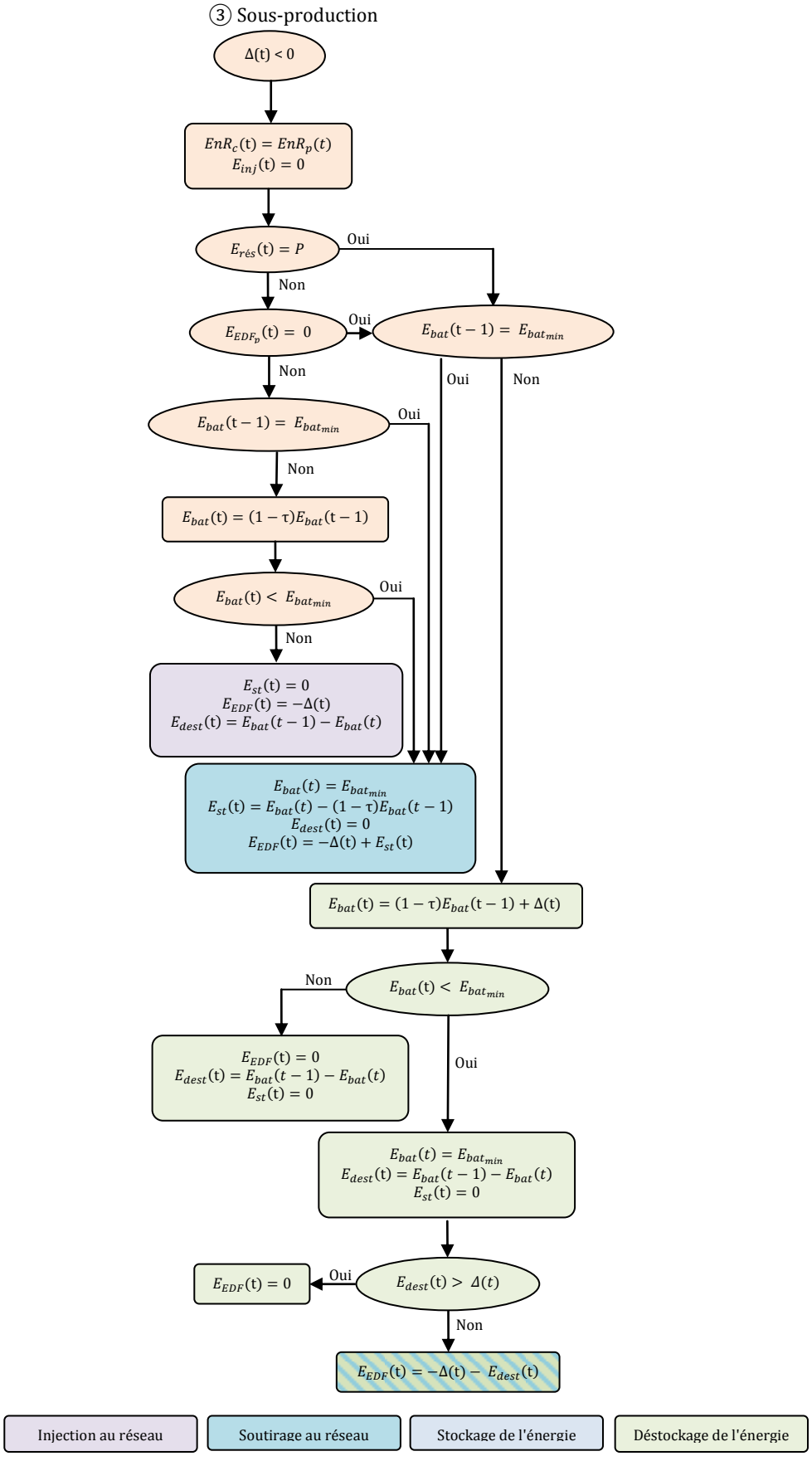


FIGURE 31. GESTION PRÉDICTIVE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES – SOUS-PRODUCTION.

4.3.2. DÉTERMINATION DE L'HORIZON DE PRÉDICTION

Afin d'appliquer notre stratégie de gestion prédictive et d'anticiper la disponibilité des ressources ainsi que des besoins énergétiques, il est nécessaire de déterminer un horizon de prédiction. Cet horizon est glissant et variable, dépendant de l'état du réseau à l'instant t et de son évolution à venir. Comme nous l'avons vu, trois états pour le réseau sont considérés (creux, intermédiaire, pointe) dépendant chacun d'un seuil réseau (respectivement, inférieur à 30 %, entre 30 % et 70 %, et supérieur à 70 %). Ainsi, plusieurs cas sont à considérer selon l'état du réseau à l'instant t et de son évolution.

① Le réseau est en période creuse.

Dans ce cas, les périodes intermédiaires sont considérées comme des périodes de pointe. Ainsi, l'horizon de prédiction (h), permettant de prendre en compte les périodes de pointe à venir, est défini par la somme de la durée de la période creuse (D_{HP}) considérée, de la durée de la période intermédiaire qui suit (D_I) et de la durée du pic à venir (D_P) (équation (10) et Figure 32).

$$h = D_{HP} + D_I + D_P \tag{10}$$

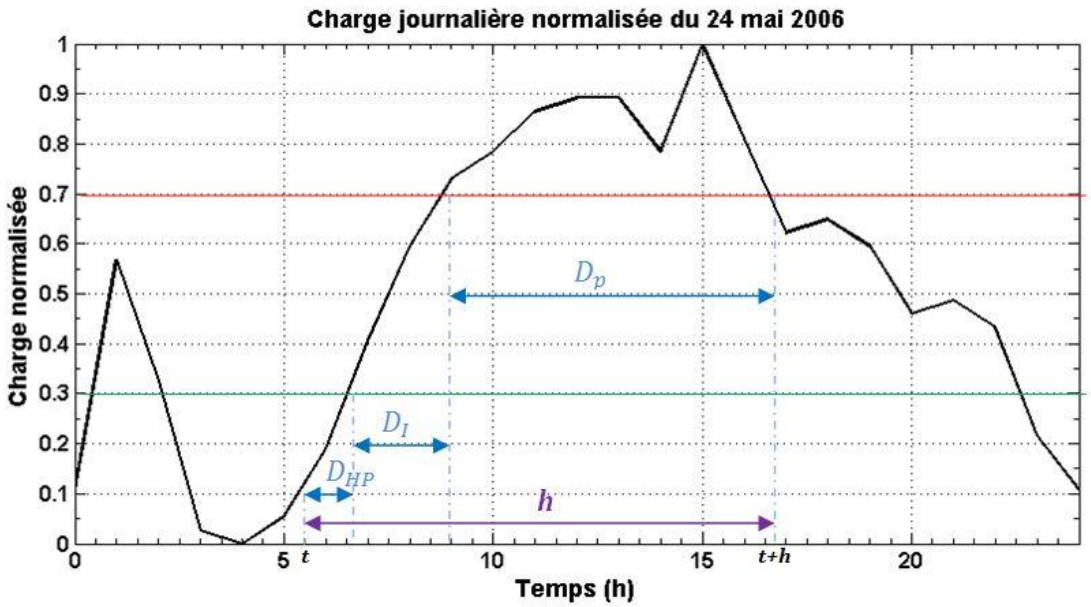


FIGURE 32. HORIZON DE PRÉDCITION POUR UN RÉSEAU EN PÉRIODE CREUSE À L'INSTANT T.

② Le réseau est en période intermédiaire.

Une période intermédiaire peut être suivie d'un creux ou d'un pic de consommation. Par conséquent, deux cas sont à prendre en compte :

- Si elle est suivie d'un pic, la période intermédiaire est considérée comme période creuse. Ainsi, l'horizon de prédiction est déterminé par la somme des durées de la période intermédiaire considérée et de la période de pointe qui lui fait suite (équation (11) et Figure 33) :

$$h = D_I + D_P \tag{11}$$

- Si cette période est suivie d'un creux de consommation, la période intermédiaire est considérée comme période de pointe. Ainsi, l'horizon de prédiction est déterminé par la durée de la période intermédiaire considérée (équation (12) et Figure 33) :

$$h = D_I \tag{12}$$

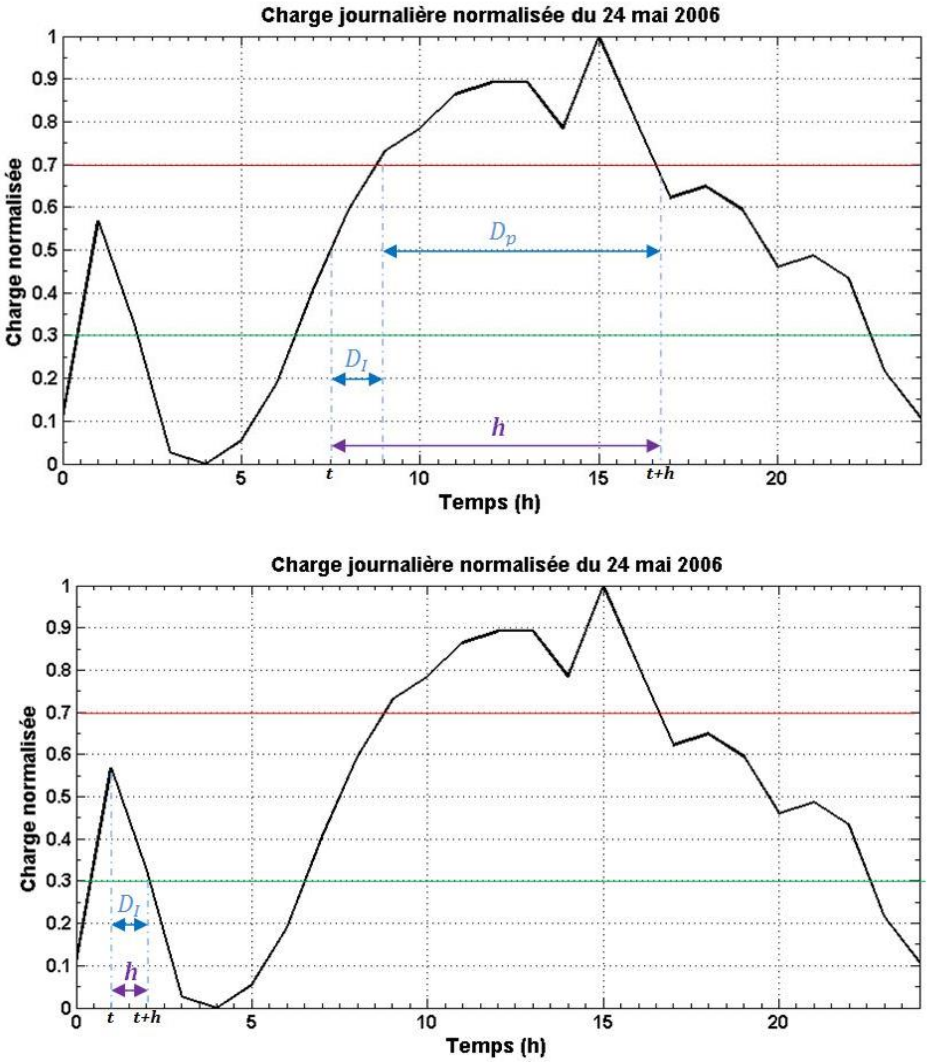


FIGURE 33. HORIZON DE PRÉDICTION POUR UN RÉSEAU EN PÉRIODE INTERMÉDIAIRE À L'INSTANT T, SUIVIE D'UN PIC (EN HAUT) OU D'UNE PÉRIODE CREUSE (EN BAS).

③ Le réseau est en période de pointe.

La période intermédiaire est considérée comme période creuse. Ainsi, le choix de l'horizon de prédiction tient compte de cette période et peut prendre en considération un deuxième pic proche à venir. Ainsi, il est déterminé par la durée du pic considérée, s'il n'y a pas d'autre pic proche à venir (équation (13) et Figure 34) et par la somme des durées du pic considéré, de la période intermédiaire qui suit et du deuxième pic D_{P_p}, si un deuxième pic proche est à venir (équation (14) et Figure 34) :

$$h = D_P \tag{13}$$

$$h = D_P + D_I + D_{P_p} \quad (14)$$

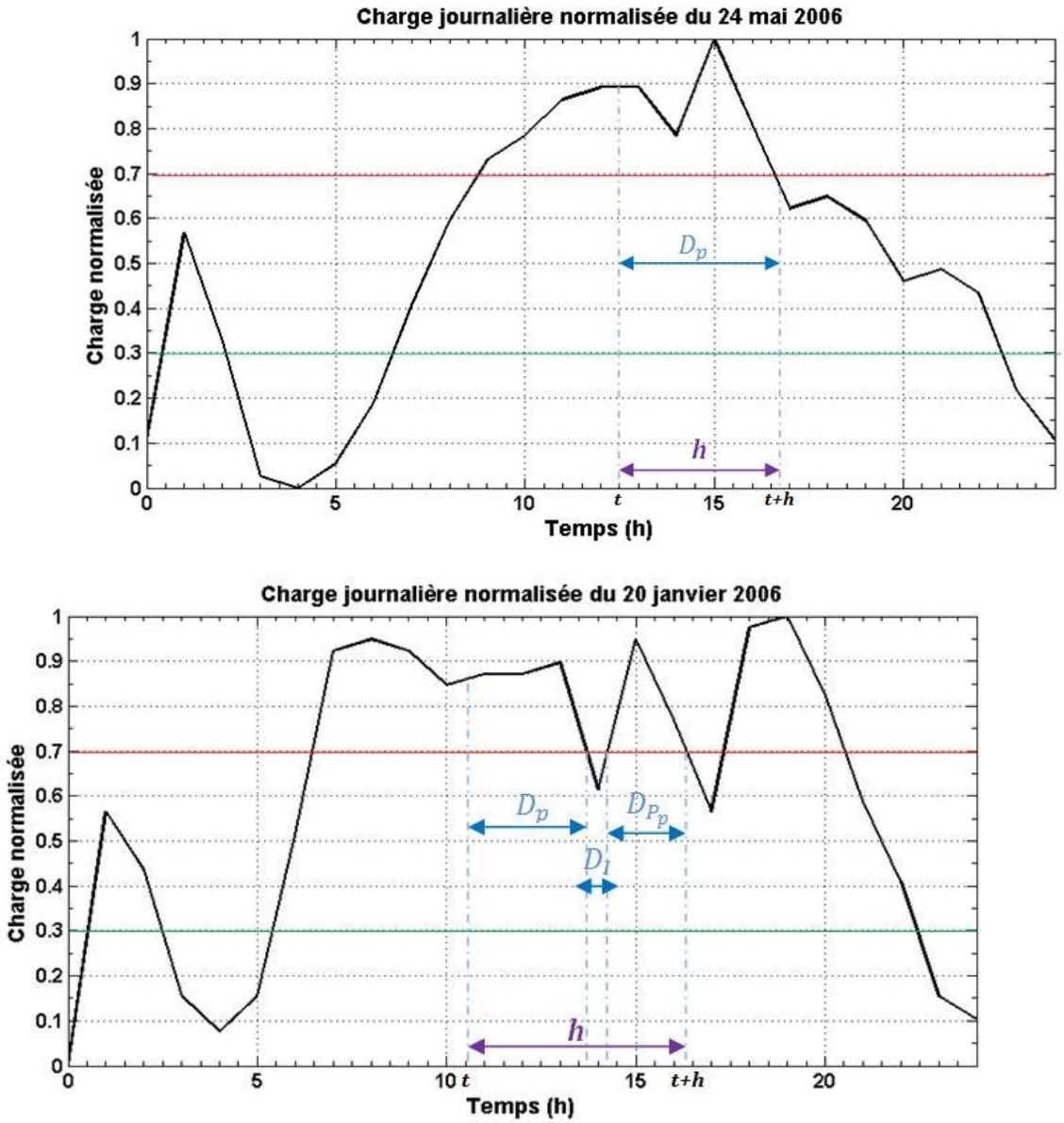


FIGURE 34. HORIZON DE PRÉDICTION POUR UN RÉSEAU EN PÉRIODE DE POINTE À L'INSTANT t, SUIVIE D'UNE PÉRIODE INTERMÉDIAIRE (EN HAUT) OU D'UN DEUXIÈME PIC PROCHE (EN BAS).

4.3.3. *DÉTERMINATION DU CRITÈRE D'ÉTAT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE*

Afin d'appliquer notre stratégie de gestion prédictive et d'anticiper la disponibilité des ressources ainsi que des besoins énergétiques, il est nécessaire de déterminer la capacité du système à auto-satisfaire ou non sa demande et plus particulièrement en période de pointe. La gestion des ressources énergétiques est basée sur la stratégie décrite par la Figure 28. Pour cela, un seuil réseau variable, permettant de caractériser les périodes de pointe et de creux sur l'horizon de prédiction, est défini. La variabilité du seuil réseau dépend de la prise en compte de la période intermédiaire, soit comme période de pointe, soit comme période creuse. Par conséquent, il dépendra de l'état du réseau à l'instant t et de son évolution à venir. Comme nous l'avons vu précédemment, trois états pour le réseau ont été définis (période creuse, période

intermédiaire et période de pointe) dépendant chacun d'un seuil réseau (respectivement, inférieur à 30 %, entre 30 et 70 %, supérieur à 70 %). Ainsi, plusieurs cas sont à considérer selon l'état du réseau à l'instant t et de son évolution.

- Le réseau est en période creuse.

Les périodes intermédiaires sont considérées comme périodes de pointe. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 30 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

- Le réseau est en période intermédiaire.

Une période intermédiaire peut être suivie d'un creux ou d'un pic de consommation. Par conséquent, deux cas sont à prendre en compte :

- Si elle est suivie d'un pic de consommation, la période intermédiaire est considérée comme période creuse. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 70 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

- Si cette période est suivie d'un creux, la période intermédiaire est considérée comme période de pointe. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 30 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

- Le réseau est en période de pointe.

La période intermédiaire est considérée comme période creuse. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 70 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

4.3.4. PRÉDICTION DES DONNÉES

Afin d'appliquer la stratégie de gestion prédictive, la disponibilité de la ressource ainsi que les besoins énergétiques doivent être définis sur un horizon de temps. Pour cela, il est nécessaire de prédire la production décentralisée, la charge de l'habitat, l'état de la batterie et la charge du réseau électrique. Comme nous avons pu le voir, la courbe de charge présente une périodicité journalière et une amplitude qui varie en fonction de la température extérieure. Ainsi, la prédiction de la charge de l'habitat, $Ch_{hab}^{j+1}(t+i)$, avec i un entier, peut être réalisée à partir de la charge du jour précédent, $Ch_{hab}^{j}(t+i)$, corrigé par l'écart de température extérieure observé à t entre les jours j et $j+1$ (15). Le pas de temps est horaire. L'erreur relative moyenne observée est environ de 4 % (la simulation couvre une période d'un an) :

$$Ch_{hab}^{j+1}(t+i) = Ch_{hab}^{j}(t+i) + 0{,}1 \times (T_{ext}^{j+1}(t) - T_{ext}^{j}(t)) \quad (15)$$

De la même manière, la courbe de charge du réseau électrique présente une périodicité journalière et une variation d'amplitude dépendant de la température. Ainsi, la prédiction de la charge du réseau électrique, $Ch_{rés}^{j+1}(t+i)$, peut être réalisée à partir de la charge du jour

précédent, $Ch_{rés}^{j}(t+i)$, corrigé par l'écart de température extérieure observé à t entre les jours j et $j+1$ (16). L'erreur relative moyenne observée est environ de 10 % :

$$Ch_{rés}^{j+1}(t+i) = Ch_{rés}^{j}(t+i) + 0{,}001 \times (T_{ext}^{j+1}(t) - T_{ext}^{j}(t)) \quad (16)$$

Des modèles de prédiction pour la production EnR (production PV et production éolienne) ont également été développés, de façon identique. $EnR_{PV}^{j+1}(t+i)$ est corrigé par l'écart d'irradiation solaire observé à t entre les jours j et $j+1$ (17), $EnR_{Eol}^{j+1}(t+i)$ étant corrigé par l'écart de vitesse de vent (18). L'erreur relative moyenne observée est environ de 5 % pour $EnR_{PV}^{j+1}(t+i)$ et de 8 % pour $EnR_{Eol}^{j+1}(t+i)$:

$$EnR_{PV}^{j+1}(t+i) = EnR_{PV}^{j}(t+i) + 0{,}001 \times (I_r^{j+1}(t) - I_r^{j}(t)) \quad (17)$$

$$EnR_{Eol}^{j+1}(t+i) = EnR_{Eol}^{j}(t+i) + 1{,}1 \times (V_{vent}^{j+1}(t) - V_{vent}^{j}(t)) \quad (18)$$

5. MODÉLISATION DU MICRO-RÉSEAU

L'étude portant sur la gestion des ressources énergétiques au sein d'un micro-réseau nécessite la modélisation des systèmes de production et de stockage ainsi que le développement de modèles d'habitat et de scénarios d'occupation.

5.1. MODELISATION DE LA CHARGE

La modélisation thermique et la simulation dynamique du comportement énergétique d'un bâtiment (et des différents systèmes qui l'équipent) en fonction, notamment, de sa structure, des matériaux utilisés et de sa situation géographique ont été réalisées grâce au logiciel TRNSYS [TRN], sur la base du modèle type 56. TRNSYS s'appuie sur des modèles numériques. Il permet de prendre en considération un certain nombre de contraintes et intègre le type d'habitat, son niveau d'isolation ainsi que la localisation et l'orientation du bâtiment et des systèmes de production d'énergie.

Les contraintes climatiques sont également prises en compte via le logiciel Meteonorm [MET]. En effet, ce dernier permet de disposer de données climatiques fiables pour plus de 100 localisations en France, au pas horaire et sur une année moyenne.

5.1.1. MODÉLISATION THERMIQUE D'UN HABITAT INDIVIDUEL

Pour cette étude, un seul bâtiment a été considéré : une maison de plein pied de 150 m² selon la loi Carrez, située à Perpignan et habitée par quatre personnes (un couple et deux enfants). Le plan de cet habitat est présenté par la Figure 35 (les fenêtres sont représentées en bleu).

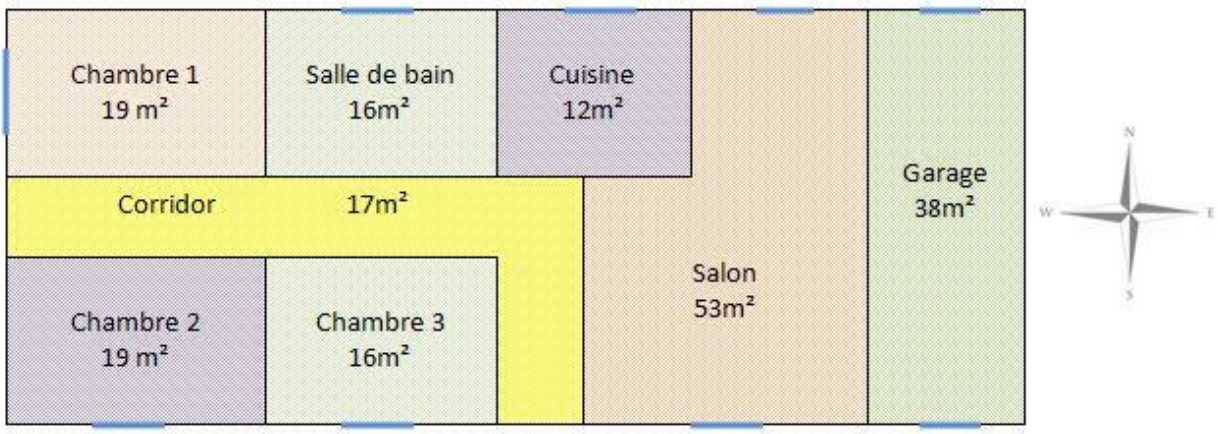


FIGURE 35. PLAN DE L'HABITAT INDIVIDUEL MODÉLISÉ.

La composition des éléments de cette habitation, pour une isolation thermique type RT2005, est proposée par le Tableau 5. Ce choix résulte de l'utilisation des matériaux les plus courants, tout en essayant de se rapprocher au mieux des valeurs seuils du coefficient de transmission thermique imposé par la RT 2005 [RF 2006]. La composition des éléments de cette habitation pour une isolation thermique type années 80 est donnée dans le Tableau 6.

TABLEAU 5. CARATÉRISTIQUES DE L'HABITAT INDIVIDUEL POUR UNE ISOLATION TYPE RT 2005.

Élément	Matériau	Épaisseur [m]	U [W.m^{-2}.K^{-1}]	U_{RT2005}^{max} [W.m^{-2}.K^{-1}]
Mur extérieur	BA13	0,013	0,602	0,45
	Laine de roche	0,06		
	Parpaing	0,2		
	Enduit extérieur	0,02		
Mur intérieur	BA13	0,013	0,845	-
	Laine de verre	0,04		
	BA13	0,013		
Sol	Carrelage	0,022	0,415	0,4
	Mortier	0,05		
	Béton lourd	0,16		
	Polystyrène expansé	0,08		
Plafond	BA13	0,013	0,196	0,34
	Laine de verre	0,1		
	Lame d'air	0,5		
	Terre cuite	0,01		
Plafond garage	BA13	0,013	2,37	0,34
	Terre cuite	0,2		
Fenêtre	Double vitrage	0,0177	1,43	2,6

TABLEAU 6. CARACTÉRISTIQUES DE L'HABITAT INDIVIDUEL, ISOLATION TYPE "ANNÉES 1980".

Élément	Matériau	Épaisseur [m]	U [W.m^{-2}.K^{-1}]
Mur extérieur	BA13	0,013	2,172
	Parpaing	0,2	
	Enduit extérieur	0,02	
Mur intérieur	BA13	0,013	2,486
	Brique	0,05	
	BA13	0,013	
Sol	Carrelage	0,022	2,845
	Mortier	0,05	
	Béton lourd	0,16	
Plafond	BA13	0,013	2,37
	Terre cuite	0,2	
Fenêtre	Simple vitrage	0,0025	0,87

5.1.2. MODÉLISATION DU MODE DE VIE DES OCCUPANTS

Cet habitat possède un système de chauffage électrique résistif, un système de production d'eau chaude sanitaire électrique, lui aussi résistif, et des équipements de cuisson tout-électrique. Ainsi, ce bâtiment est une maison mono-énergie, dite « tout-électrique ». Des courbes de charge ont été exploitées pour mettre en évidence la façon dont l'énergie est consommée. La modélisation du mode de vie des occupants permet de gérer le fonctionnement du système de chauffage, la climatisation et les appareils électroménagers.

5.1.2.1. Scénarios d'occupation et consignes de température

Le contrôle de la température dans les bâtiments s'appuie sur des profils de consigne. Pour notre étude, nous avons défini différents scénarios de consigne de température afin notamment de tenir compte de la nature et des activités des occupants. Ces profils dépendent aussi des scénarios d'occupation. Pour le premier scénario, qui sera notre cas de référence, le profil de consigne de température utilisé est celui fixé par le document officiel de la réglementation thermique 2005 [CSTB 2005]. La consigne de température a donc été déterminée sur la base de scénarios de température conventionnels en chauffage et en refroidissement. Pour les logements, le scénario d'occupation prévoit la présence des habitants en semaine de 0h à 10h et de 18h à 24h et une présence en continue de 0h à 24h le week-end. Le scénario de température est défini de la manière suivante : température de consigne en chauffage et refroidissement de 19 °C et 28 °C pendant les périodes d'occupation et de 16 °C et 30 °C sans occupation, respectivement. Ces consignes de températures sont appliquées aux chambres, au salon, à la cuisine et au couloir. Toutefois, ce scénario d'occupation conventionnel, fixé par la RT 2005, ne correspond pas toujours à l'occupation réelle des bâtiments. En effet, celui-ci va dépendre du mode de vie des occupants et varie généralement d'une pièce à une autre. Ainsi, un autre scénario d'occupation a été défini, afin de se rapprocher le plus possible des périodes d'occupation réelles de l'habitat considéré. Un deuxième scénario d'occupation, par pièce, est donc proposé (Tableau 7). Les profils de température obtenus sont présentés par la Figure 36 et la Figure 37.

TABLEAU 7. SCÉNARIO D'OCCUPATION, PAR PIÈCE, POUR L'HABITAT CONSIDÉRÉ (PRÉSENCE EN SEMAINE ET LE WEEK-END).

	Présence en semaine	**Présence le week-end**
Chambre	0h-7h ; 21h-24h	0h-7h ; 21h-24h
Cuisine	7h-8h30 ; 12h-13h30 ; 19h-20h30	7h-8h30 ; 12h-13h30 ; 19h-20h30
Salon	6h-7h30 ; 12h30-13h30 ; 19h30-21h30	9h-14h ; 19h-22h
Couloir	6h-8h30 ; 12h-14h ; 18h-21h	9h-21h

La Figure 38 présente la consommation annuelle du système de chauffage et de climatisation qui équipe l'habitat, une consommation négative (respectivement positive) correspondant à un fonctionnement en mode chauffage (respectivement en mode climatisation).

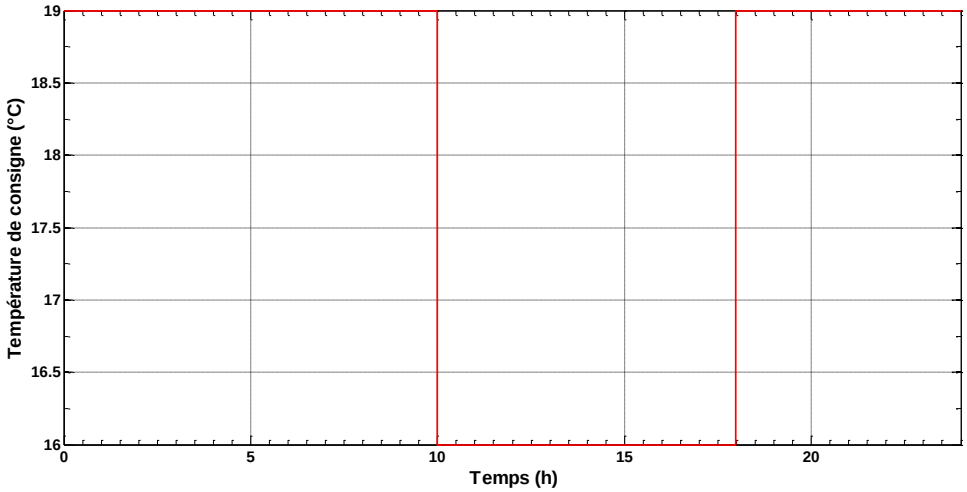


FIGURE 36. PROFIL JOURNALIER DE LA CONSIGNE DE TEMPÉRATURE INTÉRIEURE EN CHAUFFAGE.

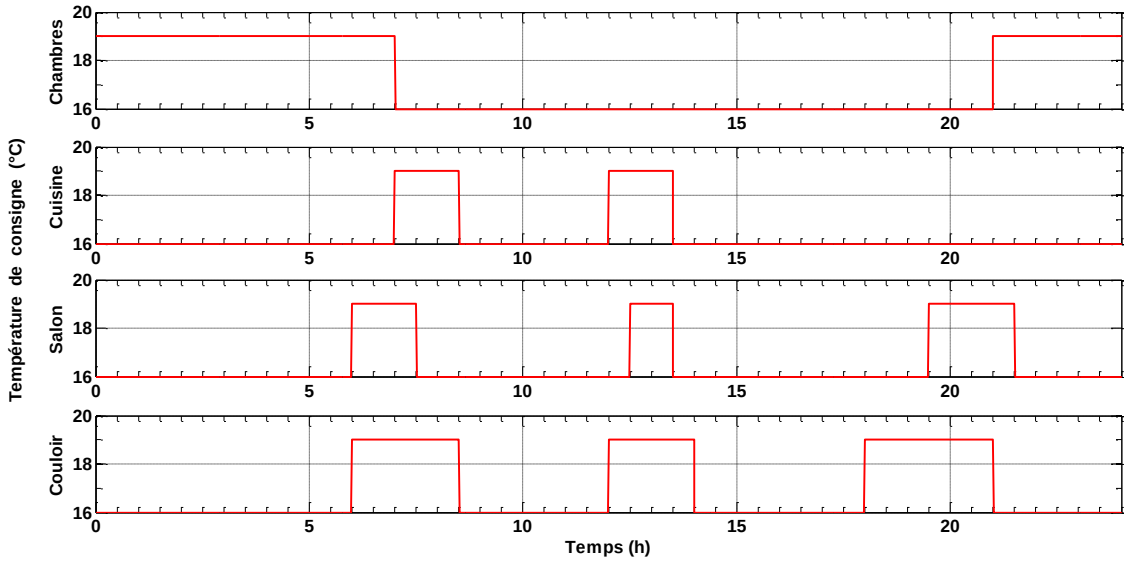


FIGURE 37. PROFILS JOURNALIERS DES CONSIGNES DES TEMPÉRATURES INTÉRIEURES PAR PIÈCE.

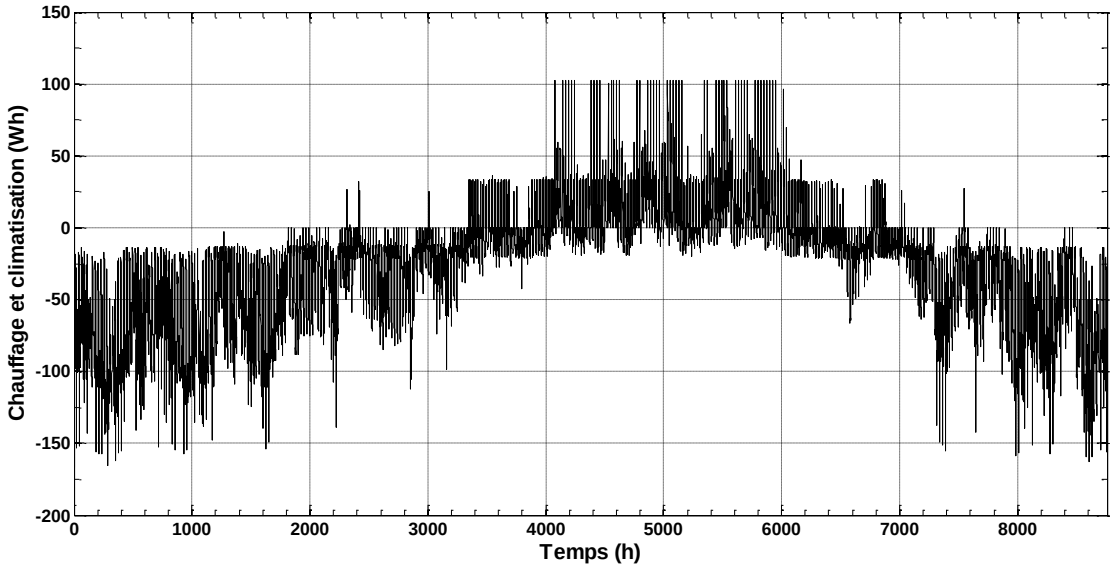


FIGURE 38. CONSOMMATION ANNUELLE DUE AU CHAUFFAGE ET À LA CLIMATISATION DE L'HABITAT MODÉLISÉ (LE PAS DE TEMPS DE LA SIMULATION VAUT 1 MINUTE).

5.1.2.2. Scénario de comportement

Le scénario de comportement intègre le fonctionnement de l'ensemble des appareils électriques au sein de l'habitat. Une base de données, intégrant tous les équipements que l'on peut trouver dans un bâtiment, a été créé [SAL 2012]. Elle détaille pour chacun d'entre eux :

- La puissance active appelée en fonctionnement et, lorsque c'est possible, en veille ;
- Le facteur de puissance de l'appareil ;
- Son profil de charge, si la puissance appelée par l'appareil varie avec le temps (par exemple, pour un appareil de lavage, tel qu'un lave-vaisselle, on peut identifier trois phases, la chauffe, le lavage et le séchage, qui ont des consommations différentes).

Cette base de données a permis le développement de modèles complets et représentatifs de la réalité. Pour cela, dans le type 56 de TRNSYS, un ensemble de « schedules » (planning) a été créé via TRNBuild. Celui-ci reprend l'ensemble des informations contenues dans la courbe de charge, reconstituée à partir de la base de données. Ainsi, pour chaque appareil (appareil de cuisson, réfrigérateur, TV, appareil informatique, appareil de lavage…), on peut observer le code suivant :

Schedule appareil
Hours = 0.000 start_hours start_hours+t1 start_hours+t2 … start_hours+tn 24
Values= 0 P1 P2 … Pn 0

Avec « start_hours » l'heure de mise en fonction de l'appareil, t_i, pour $i = 1$ à n, l'heure de fin de la phase i et P_i, pour $i = 1$ à n, la puissance de l'appareil durant la phase i. Si l'appareil n'est pas utilisé tous les jours, il est possible de créer un nouveau « schedule » hebdomadaire définissant les jours d'enclenchement de l'appareil concerné. Le code correspondant à une activation quatre fois par semaine est le suivant :

Schedule appareil_hebdo
Days = 1 2 3 4 5 6 7
Values= appareil gain_nul appareil gain_nul appareil gain_nul appareil

Ici, « appareil » correspond à la mise en marche de l'appareil et donc du « schedule appareil », « gain_nul » correspondant à la non-utilisation de l'appareil et donc à une puissance de fonctionnement nulle. Par ailleurs, nous avons mis en évidence, au chapitre 1, la nécessité de maîtriser la demande en énergie, notamment dans le secteur du bâtiment. Plusieurs méthodes de gestion de charges ont été présentées, ainsi que la pilotabilité de certaines charges dans le bâtiment. Nous nous intéressons ici au pilotage du lave-linge, du sèche-linge et du lave-vaisselle. Par conséquent, différents scénarios de comportement sont définis sur la base du décalage temporel de ces charges d'une période de pointe vers une période creuse :

- Scénario sans pilotage de charges (Tableau 8)

Le lave-linge, le sèche-linge et le lave-vaisselle fonctionnent en période de pointe, et plus particulièrement autour des pics journaliers, soit vers 15h l'été et vers 19h l'hiver.

- Scénario avec pilotage de charges (Tableau 9)

Le lave-linge, le sèche-linge et le lave-vaisselle fonctionnent en période creuse, et plus particulièrement autour du creux journalier, soit vers 4h.

TABLEAU 8. SCÉNARIO DE COMPORTEMENT, SANS PILOTAGE DE CHARGES.

Appareil\Saison	**Été (1er mai au 31 octobre)**	**Hiver (1er novembre au 30 avril)**
Lave-linge	14h15 – 16h	18h – 19h45
Sèche-linge	14h – 16h10	18h – 20h10
Lave-vaisselle	14h – 16h15	17h45 – 19h55

TABLEAU 9. SCÉNARIO DE COMPORTEMENT, AVEC PILOTAGE DE CHARGES.

Appareil	Période de fonctionnement
Lave-linge	3h15 – 5h
Sèche-linge	3h – 5h10
Lave-vaisselle	3h – 5h15

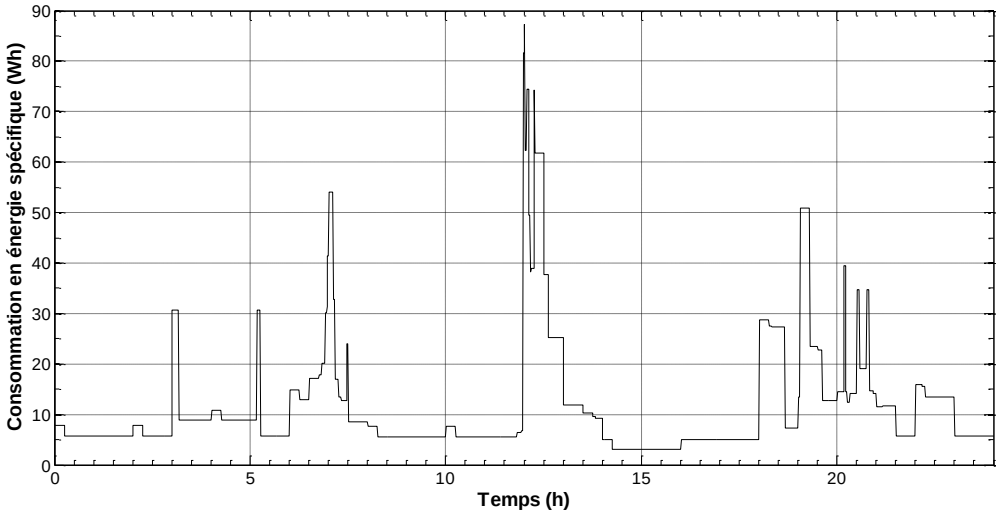


FIGURE 39. CONSOMMATION JOURNALIÈRE EN ÉNERGIE SPÉCIFIQUE POUR LE 1ER JANVIER.

5.2. MODELISATION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE

Les systèmes de production locaux pris en considération dans cette étude sont des panneaux solaires photovoltaïques et des éoliennes.

5.2.1. MODÉLISATION DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

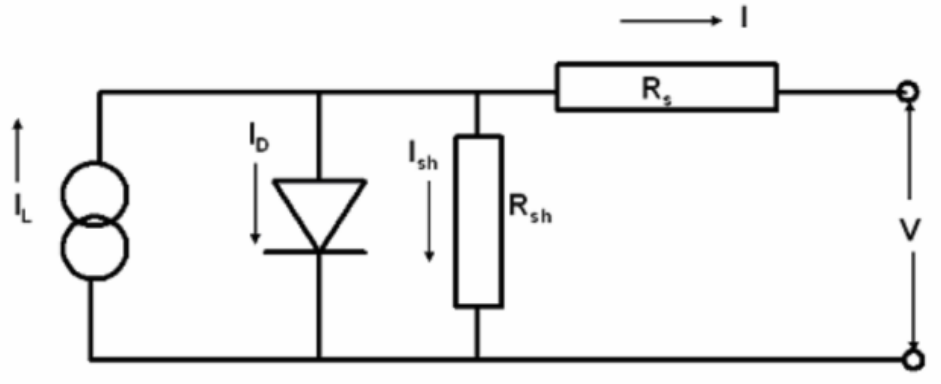


FIGURE 40. SCHÉMA ÉLECTRIQUE ÉQUIVALENT POUR LE MODÈLE PV.

La modélisation des panneaux solaires photovoltaïques est réalisée sous TRNSYS [TRN] par le modèle type 194. Elle s'appuie sur la méthode de calcul présentée par DeSoto [DES 2004]. Ce modèle utilise le modèle du circuit équivalent à cinq paramètres présenté par Duffie et Beckman [DUF 1991]. Cependant, la méthode de détermination des paramètres diffère de ce qui est

présenté par Duffie et Beckman. Le principal objectif de ce modèle est d'extrapoler de manière fiable le rendement fourni par le fabricant dans des conditions nominales standards (1000 W/m², 25°C) à d'autres conditions opératoires. Le modèle tel que décrit par DeSoto et al. [DES 2004] est fondé sur le schéma équivalent illustré par la Figure 40. Les caractéristiques courant-tension (IV) d'un panneau photovoltaïque dépendent de l'irradiation solaire et de la température du PV. Le modèle PV détermine la courbe courant-tension en fonction de ces conditions environnementales en utilisant cinq matrices déduites des informations d'évaluation fournies par le fabricant. La relation courant-tension pour le circuit décrit par la Figure 40 est donnée par les équations (19) et (20) :

$$I = I_L - I_0\left[e^{\frac{V+IR_s}{a}}\right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \tag{19}$$

avec :

$$a = \frac{N_s n_I k T_c}{q} \tag{20}$$

Cinq paramètres doivent être connus afin de déterminer le courant et la tension, et donc la puissance délivrée à la charge :

- Le photocourant I_L ;
- Le courant inverse de saturation de la diode I_0 ;
- La résistance série R_s ;
- La résistance de shunt R_{sh} ;
- La modification du facteur d'idéalité a définit à l'équation (20).

En général, ces cinq paramètres sont des fonctions de l'irradiation solaire incidente et de la température du PV. Les valeurs de référence de ces paramètres sont déterminées pour une condition nominale standard, qui est presque toujours 1000 W/m² à 25 °C. Trois paires de courant-tension sont normalement disponibles auprès du fabricant à la condition nominale standard : (i) le courant de court-circuit, (ii) la tension à vide et (iii) le courant et la tension au point de puissance maximale. Autre information : la dérivée de la puissance au point de puissance maximale est nulle. Bien que le coefficient de température de la tension en circuit ouvert ($\beta_{V_{OC}}$) et le coefficient de température du courant de court-circuit ($\alpha_{I_{SC}}$) soient connus, seul $\beta_{V_{OC}}$ est utilisé pour trouver les cinq paramètres de référence. $\alpha_{I_{SC}}$ est utilisé lorsque la cellule est en fonctionnement dans des conditions autres que les conditions de référence.

5.2.1.1. Paramètres de référence

Pour déterminer les valeurs de ces paramètres, les trois paires courant-tension aux conditions nominales standards sont utilisées. D'où les équations (21) à (23) :

Pour le courant de court-circuit : $I = I_{sc,ref}$, V=0

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref}\left[e^{\frac{I_{sc,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}} - 1\right] - \frac{I_{sc,ref}R_{sc,ref}}{R_{sh,ref}} \tag{21}$$

Pour la tension de circuit ouvert : I=0, $V = V_{oc,ref}$

$$0 = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[e^{\frac{V_{oc,ref}}{a_{ref}}} - 1\right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh,ref}} \tag{22}$$

Au point de puissance maximale : $I = I_{mp,ref}, V = V_{mp,ref}$

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[e^{\frac{V_{mp,ref}I_{mp,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}} - 1\right] - \frac{V_{mp,ref}I_{mp,ref}R_{s,ref}}{R_{sh,ref}} \tag{23}$$

La dérivée au point de puissance maximale est égale à zéro :

$$\frac{d(IV)}{dV}_{mp} = I_{mp} - V_{mp}\frac{dI}{dV}_{mp} = 0 \tag{24}$$

où $\frac{dI}{dV}_{mp}$ est défini par :

$$\frac{dI}{dV}_{mp} = \frac{\frac{-I_0}{a}e^{\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{a}} - \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{I_0R_s}{a}e^{\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{a}} + \frac{R_s}{R_{sh}}} \tag{25}$$

Le coefficient de température de la tension en circuit ouvert est donnée par :

$$\mu_{V_{oc}} = \frac{\partial V}{\partial T}_{I=0} \approx \frac{V_{oc,ref} - V_{oc,Tc}}{T_{ref} - T_c} \tag{26}$$

Pour évaluer $\mu_{V_{oc}}$ numériquement, il est nécessaire de connaitre $V_{oc,Tc}$, la tension en circuit ouvert à une certaine température proche de la température de référence de la cellule. La température de la cellule utilisée à cette fin n'est pas critique puisque les valeurs de T_c allant de 1 à 10 K au-dessus ou en-dessous de T_{ref} produisent le même résultat. $V_{oc,Tc}$ peut être trouvée à partir de l'équation (22) si les dépendances en température des paramètres I_0, I_L et a sont connues. La résistance shunt R_{sh} est supposée indépendante de la température. Par conséquent, afin d'appliquer l'équation (26), il est nécessaire de disposer de la dépendance en température des trois paramètres I_0, I_L et a. La dépendance de tous les paramètres du modèle aux conditions de fonctionnement est considérée ensuite.

5.2.1.2. Dépendance des paramètres du modèle aux conditions de fonctionnement

À partir de la définition de a, le facteur d'idéalité de modification est une fonction linéaire de la température de la cellule (en supposant que n_I est indépendant de la température), de sorte que :

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \tag{27}$$

où $T_{c,ref}$ et a_{ref} sont la température de la cellule et le facteur d'idéalité modifié pour les conditions de référence, tandis que T_c et a sont la température de la cellule et le facteur d'idéalité modifié pour les nouvelles conditions de fonctionnement. Le courant de saturation inverse de la diode I_0 est lié à la température et aux conditions de référence par :

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left[\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right]^3 e^{\frac{1}{k}\left(\frac{E_g}{T}_{T_{ref}} - \frac{E_g}{T}_{T_c}\right)} \tag{28}$$

où k est la constante de Boltzmann et E_g la bande de gap du matériau. E_g présente une petite dépendance à la température [VAN 2004] qui, pour le silicium, peut être définie comme indiqué par l'équation (29), avec $E_{g,T_{ref}} = 1{,}121$ eV pour les cellules en silicium :

$$\frac{E_g}{E_{g,T_{ref}}} = 1 - 0{,}0002677\left(T - T_{ref}\right) \tag{29}$$

Le photocourant I_L est supposé être une fonction linéaire du rayonnement solaire incident. Il dépend de l'irradiation solaire absorbée (S), de la température de la cellule (T_c), du coefficient de température du courant de court-circuit ($\alpha_{I_{SC}}$) et de la modification de la masse d'air (M). Le photocourant I_L, quelles que soient les conditions de fonctionnement, est lié au photocourant aux conditions de référence par la relation suivante :

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}}\frac{M}{M_{ref}}\left[I_{L,ref} + \alpha_{I_{SC}}\left(T_c - T_{c,ref}\right)\right] \tag{30}$$

où S_{ref}, M_{ref}, $I_{L,ref}$ et $T_{c,ref}$ sont les paramètres aux conditions de référence, tandis que S, M, I_L et T_c sont les valeurs pour les conditions de fonctionnement spécifiées. En utilisant l'équation (30) pour trouver les paramètres de référence, $S = S_{ref}$ et $M = M_{ref}$. Le modificateur de masse d'air est supposé être une fonction de l'angle zénithal local et est présenté ci-après. La résistance (R_s) est supposée constante à sa valeur de référence $R_{s,ref}$. La résistance de shunt (R_{sh}) commande la pente de la courbe courant-tension aux conditions de court-circuit, une grande résistance de shunt entrainant une pente horizontale. Desoto et al [DES 2004] proposent l'équation (31) pour décrire empiriquement l'effet observé du rayonnement solaire sur la résistance de shunt :

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,ref}} = \frac{S_{ref}}{S} \tag{31}$$

5.2.1.3. Modification de l'angle d'incidence, $K_{\tau\alpha}$

L'angle d'incidence θ est directement impliqué dans la détermination du rayonnement incident sur la surface du dispositif photovoltaïque. De plus, l'angle d'incidence influe sur la quantité de rayonnement solaire transmise par l'intermédiaire de la couverture de protection et convertie en électricité par la cellule. Avec l'augmentation de l'angle d'incidence, l'intensité du rayonnement réfléchi par la couverture augmente. Des effets significatifs de l'inclinaison ont lieu à des angles d'incidence supérieurs à 65°. L'effet de la réflexion et de l'absorption en fonction de

l'angle d'incidence est exprimé en termes de modification de cet angle d'incidence, $K_{\tau\alpha}(\theta)$, défini comme le rapport de la radiation absorbée par la cellule à un certain angle d'incidence θ et du rayonnement absorbé par la cellule à incidence normale.

L'angle d'incidence pour un panneau photovoltaïque diffère quelque peu de celui d'un collecteur solaire à plaque plane dans lequel le vitrage est collé sur la surface de la cellule, éliminant ainsi l'interface air-vitre, la surface du vitrage pouvant être traitée afin de limiter les pertes par réflexion. Les équations (32) et (33), définies à partir des lois de Snell et Bougher [DUF 19991], permettent de calculer l'angle d'incidence pour une interface air-verre. L'angle de réfraction (θ_r) est déterminé à partir de la loi de Snell :

$$\theta_r = \arcsin(n \sin\theta) \tag{32}$$

où θ est l'angle d'incidence et n un indice de réfraction effectif de la surface de la cellule. Une bonne approximation du coefficient de transmission de la surface du système, considérant tant les pertes de réflexion à l'interface qu'à l'absorption dans le vitrage, est :

$$\tau(\theta) = e^{-\left(\frac{KL}{\cos\theta_r}\right)}\left[1 - \frac{1}{2}\left(\frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{tan^2(\theta_r - \theta)}{tan^2(\theta_r + \theta)}\right)\right] \tag{33}$$

où K est le coefficient d'extinction du vitrage et L l'épaisseur du vitrage. Le produit de K et L est un paramètre du modèle. Pour obtenir l'angle d'incidence $K_{\tau\alpha}$, l'équation (33) a besoin d'être évaluée pour des angles d'incidence égaux à 0° et à θ. Le rapport de ces deux facteurs de transmission donne le modificateur d'angle d'incidence :

$$K_{\tau\alpha}(\theta) = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0)} \tag{34}$$

5.2.1.4. Modification de la masse d'air

La masse d'air est le rapport entre la masse d'air que la radiation du rayon solaire doit traverser à un instant donné et l'emplacement de la masse d'air que la radiation du rayon traverserait si le soleil était directement au-dessus. L'absorption sélective par espèce dans l'atmosphère impacte le contenu du rayonnement spectral, en modifiant la répartition spectrale de la radiation incidente sur le panneau photovoltaïque. D'après King et al. [KIN 1998], une relation empirique est utilisée pour tenir compte des effets de masse d'air :

$$\frac{M}{M_{ref}} = \sum_{0}^{4} a_i (AM)^i \tag{35}$$

où :

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0{,}5057 \cdot (96{,}080 - \theta_z)^{-1{,}634}} \tag{36}$$

$$a_0 = 0{,}918093, a_1 = 0{,}086257, a_2 = -0{,}024459, a_3 = 0{,}002816, a_4 = -0{,}000126 \tag{37}$$

5.2.1.5. Température de fonctionnement du module

Le modèle utilise les données de température standard NOCT (Température Nominale des Cellules Exploitées) pour calculer la température du module T_c à chaque pas de temps. La température NOCT ($T_{c,NOCT}$) est la température de fonctionnement du module avec une vitesse de vent de 1 m/s, sans charge électrique, à un certain ensoleillement et à une température ambiante spécifiée [DUF 1991]. Les valeurs pour l'insolation $G_{T,NOCT}$ et la température ambiante $T_{a,NOCT}$ sont généralement 800 W/m^2 et 20 °C. Le modèle utilise les données NOCT pour déterminer le rapport du produit de transmission-réflexion du module et du coefficient de perte de ce module :

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \tag{38}$$

En supposant que ce rapport est constant, la température du module à n'importe quel pas de temps est la suivante :

$$T_c = T_a + \frac{1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha}}{\frac{G_T \tau\alpha}{U_L}} \tag{39}$$

η_{ref} est le rendement électrique du module à des conditions de référence. $\tau\alpha$ peut être soit une constante, soit la valeur de corrélation calculée à partir d'un angle d'incidence, tel que décrit précédemment.

5.2.2. MODÉLISATION DE L'ÉOLIENNE

La modélisation de l'éolienne est réalisée grâce au modèle type 90 de TRNSYS [TRN]. Il s'appuie sur les travaux de Quinlan [QUI 1996] et détermine la puissance du système de conversion de l'énergie éolienne à partir de la caractéristique de la vitesse du vent. Les impacts des variations de la densité de l'air et de la vitesse du vent, qui augmentent avec la hauteur, sont également modélisés. Les éoliennes transforment l'énergie cinétique du mouvement de l'air en un travail utile. Afin de comprendre ce processus, un contrôle du volume est construit comme le montre la Figure 41, qui représente un tube en trois dimensions de l'air. Le rotor est représenté par un disque actif intercalé dans le flux. La méthode de contrôle du volume appliquée à la dynamique des fluides d'éolienne est le modèle du disque actif développé à l'origine par Rankine [SPE 1986] pour modéliser les hélices marines. Pour les éoliennes, le rotor est un disque homogène qui élimine l'énergie produite à partir du fluide en mouvement. Bien qu'insuffisant pour l'analyse de la géométrie du rotor, le modèle est approprié à l'analyse de la masse axiale, la quantité de mouvement et l'équilibre énergétique. Les hypothèses physiques suivantes sont considérées :

- Débit constant, incompressible et non rotatif à température constante ;
- Aucun débit massique à travers le tube limite ;
- Le point 1 est en amont, le point *R* est au niveau du rotor et le point 2 est très en aval.

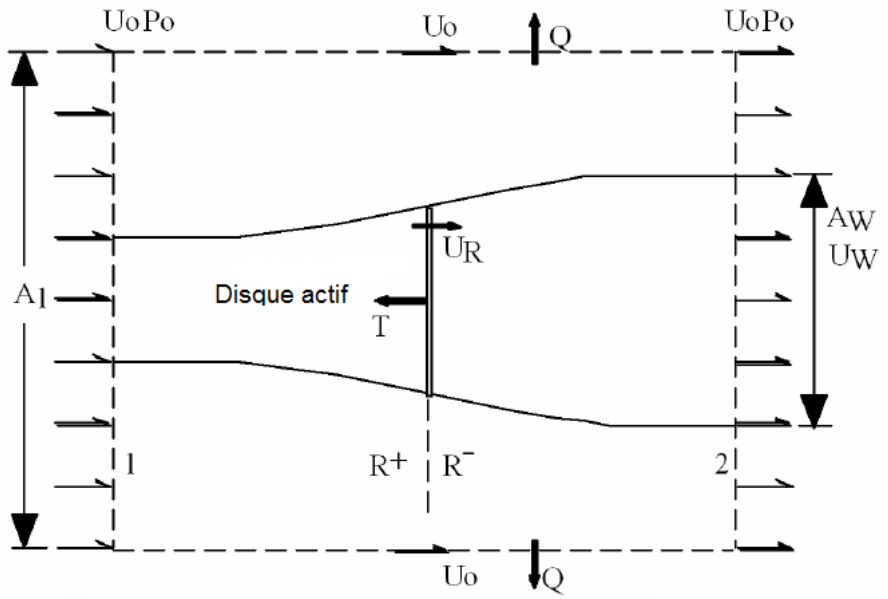


FIGURE 41. TUBE DU CONTRÔLE DE VOLUME AVEC LE DISQUE ACTIF DU MODÈLE DE LA TURBINE.

Le point 2 est un point hypothétique où la limite du tube est parallèle à la limite horizontale du contrôle de volume. À ce stade, en aval, la pression statique est constante et égale à la pression statique de flux libre P_0. L'approche du disque actif à l'analyse de la théorie dynamique des éoliennes n'inclut pas le mélange turbulent entre l'air dans le tube et l'air dans le contrôle de volume. Ainsi, le placement de la limite aval du contrôle de volume est arbitraire, dès lors que les lignes du tube deviennent parallèles. Lorsque cette condition est remplie, le transfert de masse Q (et la dynamique associée à Q), quittant le contrôle du volume en raison de l'existence du rotor, est complété. Si l'on suppose que la densité de l'air ne change pas, alors une continuité de masse à travers le tube nécessite :

$$A_1 U_0 = A_R U_R = A_w U_w \tag{40}$$

Dès que $U_0 > U_R > U_w$, le tube se dilate. Le bilan massique pour le contrôle du volume est :

$$A_1 U_0 - A_w U_w - (A_1 - A_w) U_0 - Q = 0 \tag{41}$$

En résolvant l'équation (70), on obtient l'expression du débit de masse du contrôle de volume :

$$Q = A_w (U_0 - U_w) \tag{42}$$

Le débit de masse peut être exprimé comme $\rho A U$. La conservation du moment dans le sens horizontal se traduit par :

$$\rho A_1 {U_0}^2 - \rho A_w {U_w}^2 - \rho (A_1 - A_2) U_0^2 - \rho U_0 Q - D = 0 \tag{43}$$

Ou, après réarrangement :

$$D = \rho A_w {U_0}^2 - \rho A_w {U_w}^2 - \rho U_0 Q \tag{44}$$

En remplaçant Q par son expression (42) :

$$D = \rho A_w {U_0}^2 - \rho A_w {U_w}^2 - \rho U_0 (A_w (U_0 - U_w)) \tag{45}$$

Qui après réarrangement devient :

$$D = \rho A_w U_w (U_0 - U_w) \tag{46}$$

5.2.2.1. Équation de Bernoulli

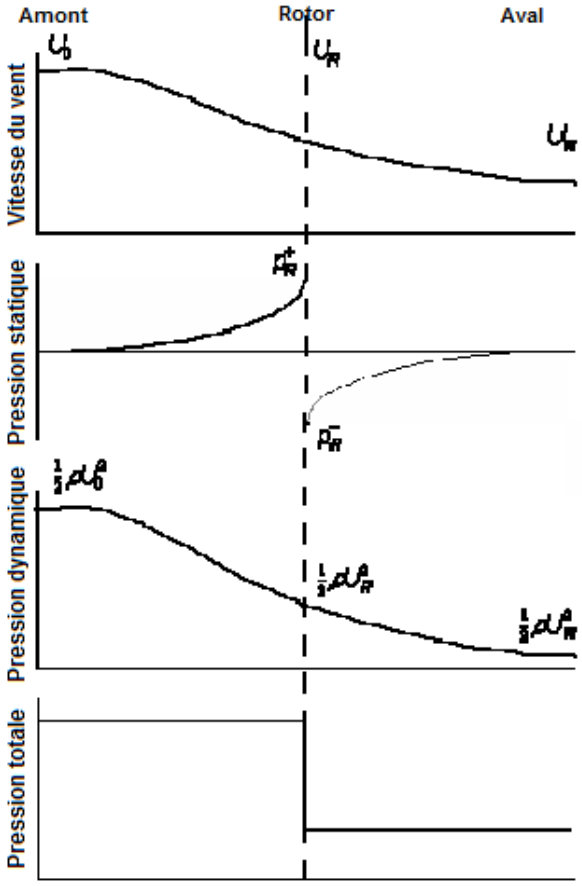


FIGURE 42. VITESSE DU VENT, PRESSION STATIQUE, DYNAMIQUE ET TOTALE, À TRAVERS LE ROTOR.

La Figure 42 montre la vitesse du vent, la pression statique, dynamique et totale, à travers le rotor. L'équation de Bernoulli est ensuite utilisée pour exprimer la différence de pression à travers le rotor. En amont du rotor on a :

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho {U_0}^2 = p_R^+ + \frac{1}{2}\rho {U_R}^2 \tag{47}$$

En aval de ce rotor, on a :

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho {U_w}^2 = p_R^- + \frac{1}{2}\rho {U_R}^2 \tag{48}$$

La différence de pression à travers le rotor est alors équivalente à la différence entre les équations (47) et (48). D'où :

$$p_R^+ - p_R^- = \frac{1}{2}\rho(U_0^2 - U_w^2) \tag{49}$$

La force de poussée D peut être exprimée comme la différence de pression appliquée à la surface du rotor. L'expression dans ce cas est :

$$D = A_R(p_R^+ - p_R^-) \tag{50}$$

Il est alors possible de combiner les équations (49) et (50) pour obtenir l'expression de la poussée :

$$D = \frac{1}{2}\rho A_R(U_0^2 - U_w^2) \tag{51}$$

5.2.2.2. Vitesse du vent au rotor et facteur d'induction axial

La combinaison de l'expression de la poussée dérivée de l'équation de Bernoulli et de la théorie du moment (46) donne :

$$\rho A_w U_w(U_0 - U_w) = \frac{1}{2}\rho A_R(U_0^2 - U_w^2) \tag{52}$$

On rappelle que $A_R U_R = A_w U_w$. Ainsi, l'équation (52) devient :

$$\rho A_R U_R(U_0 - U_w) = \frac{1}{2}\rho A_R(U_0^2 - U_w^2) \tag{53}$$

En simplifiant, on obtient :

$$U_R(U_0 - U_w) = \frac{1}{2}(U_0^2 - U_w^2) \tag{54}$$

On rappelle que ${U_0}^2 - {U_w}^2 = (U_0 - U_w)(U_0 + U_w)$. Ainsi l'équation (70) se réduit à une expression de la vitesse du vent au niveau du rotor :

$$U_R = \frac{(U_0 + U_w)}{2} \tag{55}$$

Ce qui signifie que la vitesse du vent au niveau du rotor est la moyenne de la vitesse du vent en amont et en aval. Le terme est défini comme le facteur d'induction axiale (ou le facteur de retard) et est une mesure de l'influence du vent sur le rotor, de sorte que :

$$U_R = U_0(1 - a) \tag{56}$$

Les équations (55) et (56) peuvent ensuite être combinées afin d'obtenir une expression de la vitesse du vent en aval, en fonction de la vitesse du vent libre :

$$U_w = U_0(1 - 2a) \tag{57}$$

La puissance d'une éolienne peut alors s'écrire comme le produit de la vitesse des temps de poussée :

$$P = DU_R \tag{58}$$

A partir des équations (51) et (58), on obtient l'expression de la puissance de sortie :

$$P = \frac{1}{2}\rho A_R(U_0^2 - U_w^2)U_R \tag{59}$$

Les équations (56) et (57) peuvent être utilisées pour remplacer U_R et U_w dans l'équation (59) :

$$P = \frac{1}{2}\rho A_R U_0(1 - a)(U_0^2 - \big(U_0(1 - 2a)\big)^2) \tag{60}$$

Après simplification l'équation (69) devient :

$$P = \frac{1}{2}\rho A_R U_0^3 4a(1 - a)^2 \tag{61}$$

Le coefficient de puissance pour une éolienne C_P est défini comme la puissance de la turbine, divisée par la puissance du vent, où la puissance du vent est :

$$P = \frac{1}{2}\rho A_R U_0^3 \tag{62}$$

Ce qui donne pour le coefficient de puissance en fonction du facteur d'induction axial :

$$C_P = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \tag{63}$$

Le coefficient de puissance maximal $C_{P_{max}}$ est déterminé en résolvant a pour $\frac{dP}{da} = 0$. Les solutions sont $a = 1$ et $a = \frac{1}{3}$. La solution pour $a = 1$ conduit à la valeur minimale de C_p, $C_{P_{min}} = 0$, tandis que $a = \frac{1}{3}$ conduit à la valeur maximale de C_p :

$$C_{P_{max}} = 4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} = 59{,}3\ \% \tag{64}$$

La valeur de 59,3 % du coefficient de puissance maximale a été obtenue par Betz en 1919 et a depuis été appelé la limite de Betz. La valeur du coefficient, lorsqu'il est multiplié par la surface du rotor et la puissance du vent, définit la puissance de sortie de l'éolienne :

$$P = C_P \rho A_R U_0^3 \tag{65}$$

La Figure 43 montre C_P en fonction du facteur d'induction axiale. La valeur de C_P pour une éolienne est déterminée par sa pointe de vitesse (le rapport de vitesse de pointe de la pale dans le plan du rotor à la vitesse du vent libre, le flux U_0). Pour un pas variable ou des éoliennes à vitesse variable, le ratio pointe/vitesse est sélectionné par la turbine pour un C_P maximal à la puissance nominale. Ainsi, pour fonctionner à des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale du vent, C_P diminue afin de maintenir une puissance constante.

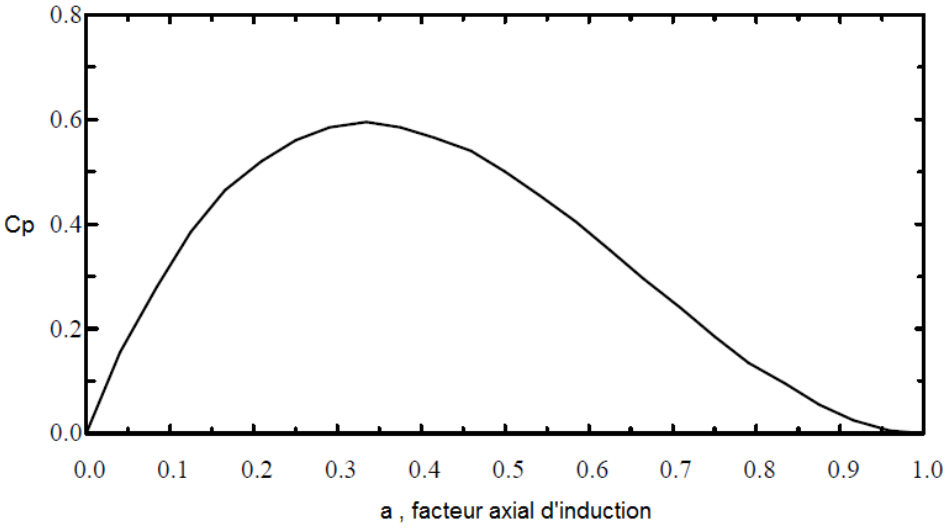


FIGURE 43. C_P EN FONCTION DU FACTEUR AXIAL D'INDUCTION.

5.2.2.3. Coefficient de poussée

Le coefficient de poussée C_T, pour une éolienne, est défini comme le rapport entre la force de poussée de l'éolienne et la force du vent sur une surface balayée équivalente. La détermination de C_T est nécessaire. La plupart des fabricants ne publient pas explicitement le coefficient de poussée, cependant, il est possible de le déduire du coefficient de puissance à une vitesse de vent donnée si le coefficient de puissance ou la puissance de la turbine est connu, en utilisant la théorie du moment. Wilson et Lissaman [WIL 1994] ont développé une méthode pour lier le coefficient de poussée C_T au facteur d'induction axial a. On rappelle que $P = DU_R$ (équation (58)). En remplaçant P dans l'équation (56) et en simplifiant, on obtient :

$$D = \frac{1}{2}\rho A_R U_0^2 (4a(1-a)) \tag{66}$$

Le coefficient de poussée est la poussée de la turbine divisée par la force du vent appliquée à la zone de balayage du rotor :

$$C_T = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho A_R U_0^2} \tag{67}$$

L'élimination de D permet d'obtenir une expression pour C_T en fonction de a :

$$C_T = 4a(a-1) \tag{68}$$

En rappelant à partir de l'équation (63) que C_P peut aussi être exprimé en fonction du facteur d'induction axial, il est possible de lier le coefficient de poussée au coefficient de puissance par l'intermédiaire de ce facteur. La Figure 44 montre C_T et C_P en fonction du facteur d'induction axiale pour a allant de 0 à 0,5.

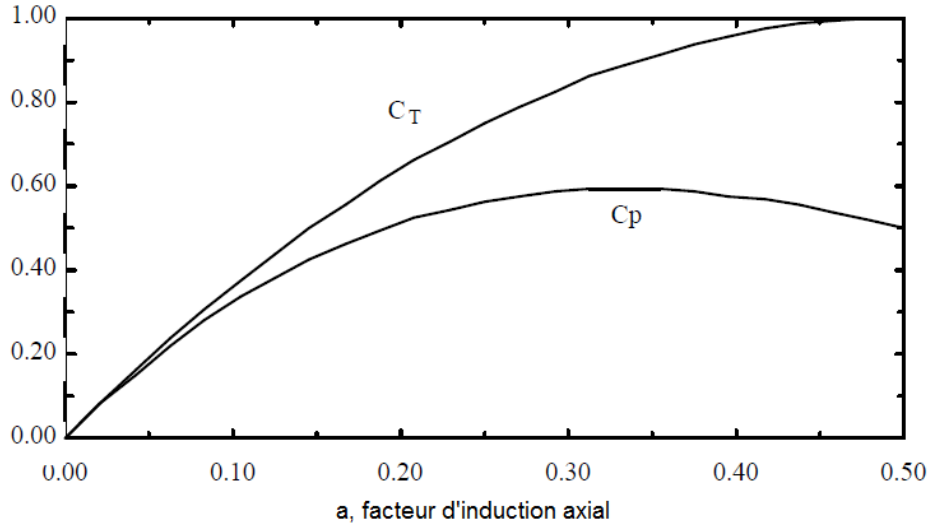


FIGURE 44. C_P ET C_T EN FONCTION DU FACTEUR D'INDUCTION AXIAL.

5.3. MODELISATION DU SYSTEME DE STOCKAGE

Le seul système de stockage d'énergie électrique possible est la batterie d'accumulateurs électrochimiques. La batterie au plomb est le système le plus utilisé dans les installations photovoltaïques et éoliennes. Dans la littérature, de nombreux modèles sont proposés. Pour cette étude, une représentation très empirique et simplifiée du comportement de la batterie a été choisie : le modèle développé par Bogdan et Salameh en 1996 [BOG 1996]. Il permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite localement (photovoltaïque et éolienne) et la charge demandée.

Une batterie présente deux modes de fonctionnement : un mode charge et un mode décharge. Lorsque la production locale d'énergie est supérieure (respectivement inférieure) à l'énergie demandée, la batterie est en mode charge et le surplus d'énergie est y stocké (respectivement, la batterie est en mode décharge et l'énergie est déstockée afin de pallier le manque d'énergie). Ces deux modes de fonctionnement sont décrits par le modèle proposé. Ainsi, l'état de la batterie à chaque instant est lié à son état antérieur (instant $t-1$) ainsi qu'à la production et à la consommation d'énergie du système à l'instant t. Par conséquent, deux équations permettent d'en décrire le fonctionnement. La capacité de la batterie en mode charge (respectivement en mode décharge) à l'instant t est donnée par (69) (respectivement (70)) [AI 2003] :

$$E_{bat}(t) = (1-\tau)\cdot E_{bat}(t-1) + \left(EnR_p(t) - \frac{E_{ch}(t)}{\eta_{ond}}\right)\cdot \eta_{bat} \tag{69}$$

$$E_{bat}(t) = (1-\tau)\cdot E_{bat}(t-1) + \left(EnR_p(t) - \frac{E_{ch}(t)}{\eta_{ond}}\right) \tag{70}$$

avec η_{ond} le rendement de l'onduleur, η_{bat} le rendement global de la batterie, E_{bat} l'énergie stockée dans la batterie, E_{ch} l'énergie demandée, EnR_p l'énergie produite par le ou les systèmes de production décentralisés, en tenant compte des pertes du contrôleur, et τ le taux horaire d'autodécharge. Le rendement global de la batterie englobe le rendement coulombien[1] et les pertes Joules. Le rendement global de la batterie en charge et en décharge dépend de plusieurs paramètres et varie avec l'état de charge de la batterie [GER 2002]. Pour cette étude, le rendement est supposé constant et égal à 85 % pendant la charge de la batterie, et égal à 100 % pendant la décharge. D'après la plupart des fabricants et Markwart et al. [MAR 2012], le taux d'autodécharge de la batterie est de 1 à 4 % par mois à 20 - 25°C.

Comme nous l'avons vu, l'utilisation de l'énergie stockée dans la batterie est nécessaire dès que la production locale est insuffisante pour satisfaire la demande. *A contrario*, de l'énergie est stockée dès que la production excède la demande. Cependant, il est à noter que, dans le cas d'une puissance de charge ou de décharge supérieure à ce qui est disponible, la batterie ne fournira que ce qui est disponible. Ainsi, à chaque instant, la charge de la batterie est soumise aux contraintes suivantes :

$$E_{bat_{min}} \leq E_{bat}(t) \leq E_{bat_{max}} \tag{71}$$

Ici, la capacité maximale de la batterie $\left(E_{bat_{max}}\right)$ est égale à la capacité nominale de la batterie et sa capacité minimum $(E_{bat_{min}})$ est déterminée par la profondeur de décharge (DOD) :

$$E_{bat_{min}} = (1 - DOD) \times E_{bat_{max}} \tag{72}$$

Selon les fabricants, la durée de vie des batteries peut être maximisée pour une profondeur de décharge comprise entre 30 et 50 % [AI 2003]. Pour cette étude, une DOD de 30 % est considérée.

[1] Le rendement Coulombien décrit la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie mais il ne tient pas compte des pertes par effet Joule dans la résistance interne.

6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, différentes stratégies de gestion énergétique d'un micro-réseau, un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant des systèmes de production décentralisés (panneaux solaires photovoltaïques et éoliennes) et de stockage (batteries), ont été présentées. Une approche de référence (sans système de stockage), correspondant à ce qui est actuellement pratiqué en France, où tout ou partie de l'énergie électrique est injectée sur le réseau électrique, est développée. Une deuxième approche globale et multicritère, pour la gestion des ressources énergétiques intégrant des systèmes de production et de stockage, est proposée. Elle s'appuie sur la production décentralisée, la charge, l'état de la batterie, ainsi que sur l'état du réseau électrique à chaque instant. Enfin, une stratégie de gestion prédictive permettant d'affiner la stratégie précédente est proposée. Elle s'appuie sur les mêmes informations, mais prédites sur un horizon donné. L'objectif des travaux est de réduire la consommation d'énergie, de favoriser l'autoconsommation et de minimiser l'impact du bâtiment sur le réseau électrique, tout en tenant compte de l'ensemble des contraintes géographiques (la localisation et l'orientation du bâtiment et des systèmes de production), climatiques, physiques (le type d'habitat, son niveau d'isolation ainsi que les possibilités d'implantation des systèmes de production et de stockage), et enfin, socioculturelles. Afin de juger de la performance de ces stratégies, des critères d'évaluation ont été définis. Ils permettent d'évaluer le confort des occupants, les coûts économiques et environnementaux, ainsi que l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables. L'interaction de l'habitat avec le réseau électrique est également considérée, ainsi qu'une tarification dynamique. Afin de tester en simulation les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques, la modélisation du micro-réseau considéré était nécessaire. Ainsi, les travaux ont débuté par la modélisation des systèmes de production et de stockage d'énergie puis de plusieurs types d'habitats individuels. Différents scénarios d'occupation ont été proposés. Ils permettent de gérer le fonctionnement du système de chauffage, la climatisation et les appareils électroménagers. Le logiciel TRNSYS a été utilisé afin de décrire le comportement thermique des bâtiments considérés. Des courbes de charge ont été exploitées pour mettre en évidence la façon dont l'énergie est consommée. Pour ce travail, un seul type de bâtiment a été considéré, une maison de plein pied de 150 m^2 selon la loi Carrez, située à Perpignan et occupée par quatre personnes (un couple et deux enfants). Le mode de vie des occupants a été modélisé. Des panneaux solaires photovoltaïques, une éolienne à axe vertical et des batteries pour le stockage d'énergie électrique sont pris en compte (mix-énergétique). Dans la suite de ce manuscrit, les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques présentées sont appliquées à ce micro-réseau.

CHAPITRE 3. ÉTUDE DE CAS – APPLICATION DES STRATÉGIES DE GESTION INTELLIGENTE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES ET DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE

1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques proposées au chapitre précédent sont testées en simulation. Elles sont appliquées au micro-réseau présenté, une maison de 150 m^2 de plain-pied, située à Perpignan (sud de la France) et habitée par quatre personnes (un couple et deux enfants). L'habitat peut être équipé de panneaux solaires photovoltaïques, d'une éolienne et de batteries pour le stockage électrique. Un certain nombre de contraintes et plusieurs critères doivent être satisfaits et sont pris en compte : le niveau d'isolation de l'habitat, les consignes de température en chauffage et en climatisation et les scénarios de comportement fondés sur le pilotage de certaines charges, d'une période de pointe vers une période creuse. Dans un premier temps, l'étude de ces différents paramètres ainsi qu'une analyse de leur impact sur le profil de charge et le confort des occupants est réalisée.

Dans un deuxième temps, une étude paramétrique est menée afin d'optimiser le dimensionnement des systèmes de production et de stockage, pour chacune des stratégies et chaque cas présenté. L'objectif est de favoriser l'autoconsommation tout en minimisant l'impact de l'habitat sur le réseau électrique. Plusieurs configurations remarquables sont ainsi mises en avant. L'impact des différents paramètres considérés sur les stratégies de gestion est également étudié. Dans un premier temps, la stratégie de référence, fondée sur une gestion des ressources énergétiques sans stockage de l'énergie, est analysée. Elle intègre une production locale d'électricité (panneaux photovoltaïques, éolienne), qui est injectée en partie ou en totalité sur le réseau électrique. Aucun système de stockage n'est considéré. Puis, une seconde approche globale et multicritère pour la gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un habitat individuel, raccordé au réseau électrique et intégrant des systèmes de production et de stockage, est étudiée. Elle tient compte de la production décentralisée, de la charge, de l'état de la batterie, ainsi que de l'état du réseau électrique à chaque instant. Enfin, une stratégie de gestion prédictive des ressources énergétiques permettant d'affiner l'approche précédente, et plus particulièrement l'utilisation du système de stockage, est analysée. Elle s'appuie sur les mêmes éléments que cette dernière mais également sur leur anticipation.

2. PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTS CAS D'ÉTUDE

Dans ce chapitre, les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques proposées au chapitre 2 sont testées en simulation. Elles sont appliquées au micro-réseau présenté au chapitre précédent, une maison de 150 m^2 de plain-pied, située à Perpignan (sud de la France) et occupée par quatre personnes (un couple et deux enfants). Pour cette étude, plusieurs cas sont considérés en jouant sur les différents paramètres définis au chapitre 2. Ils sont résumés dans le Tableau 10. Les différents éléments considérés sont :

- *L'isolation thermique de l'habitat (chapitre 2, 5.1.1) :* un habitat mal isolé avec une isolation type « années 1980 » et un habitat bien isolé, fondé sur la RT2005.

- *Des consignes de température en chauffage et en climatisation dépendant de scénarios d'occupation (chapitre 2, 12.1.2.1.) :* un scénario d'occupation fixé par la RT2005 et un scénario d'occupation affiné, correspondant à l'occupation réelle de chacune des pièces principales (chambres, salon, cuisine, couloir).

- *Des scénarios de comportement (chapitre 2, 5.1.2.2) :* le pilotage de certaines charges (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle) est réalisé en les déplaçant lorsque c'est possible d'une période de pointe du réseau électrique vers une période creuse.

TABLEAU 10.DIFFÉRENTS CAS D'ÉTUDE CONSIDÉRÉS.

Modèle		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Niveau d'isolation de l'habitat	**« Années 1980 »**	√	√	√	√	-	-	-	-
	RT2005	-	-	-	-	√	√	√	√
Consigne de température	**RT2005**	√	-	√	-	√	-	√	-
	RT2005 affinée	-	√	-	√	-	√	-	√
Pilotage de charges	**Sans**	√	√	-	-	√	√	-	-
	Avec	-	-	√	√	-	-	√	√

3. ÉTUDE DE LA CONSOMMATION

Dans un premier temps, l'impact du niveau d'isolation, des températures de consigne et des scénarios de comportement sur le profil de charge est analysé. Pour cela, une étude de la consommation est réalisée, pour chacun des cas considérés. De ce fait, la consommation annuelle de l'habitat est présentée dans le Tableau 11, ainsi que la répartition en chauffage et climatisation, en énergie spécifique et en eau chaude sanitaire.

TABLEAU 11. CONSOMMATION ANNUELLE GLOBALE POUR L'ENSEMBLE DE L'HABITAT ET SA RÉPARTITION EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION, EN ÉNERGIE SPÉCIFIQUE ET EN EAU CHAUDE SANITAIRE [KWH].

Type de consommation	Isolation type « années 1980 »				Isolation RT2005			
	Tc RT 2005		Tc affinée		Tc RT 2005		Tc affinée	
	Pilotage		Pilotage		Pilotage		Pilotage	
	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec
C_{chauff_clim}	33487	33472	30006	29990	17770	17726	15616	15571
C_{En_spe}	1689	1689	1689	1689	1689	1689	1689	1689
C_{Eau_chaude}	1212	1212	1212	1212	1208	1208	1208	1208
C_{tot}	36388	36373	32907	32892	20667	20623	18513	18468

On constate que le pilotage de certaines charges, notamment du lave-linge, du sèche-linge et du lave-vaisselle, par un décalage temporel d'une période de pointe vers une période creuse, ne modifie pas la consommation globale de l'habitat mais seulement son profil de charge, plus particulièrement celui de l'énergie spécifique (Figure 45).

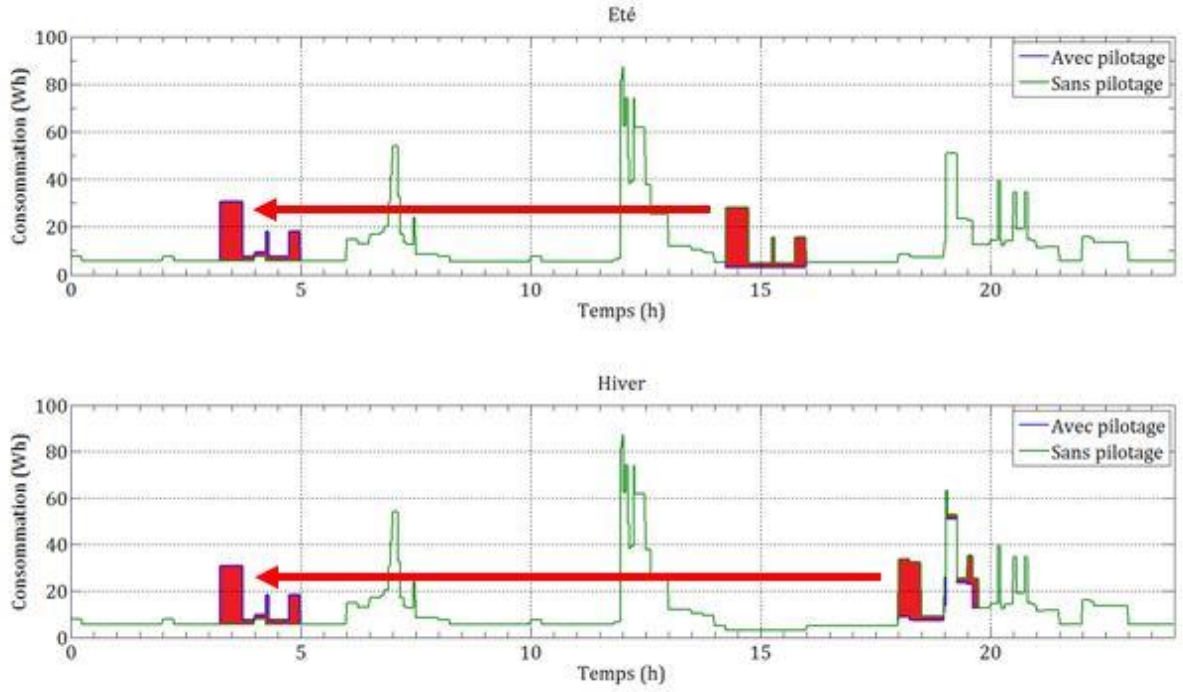


FIGURE 45. PILOTAGE DE CHARGES (LAVE-LINGE, SÈCHE-LINGE ET LAVE-VAISSELLE) D'UNE PÉRIODE DE POINTE VERS UNE PÉRIODE CREUSE.

Si l'on compare les résultats obtenus pour une régulation de température basée sur un scénario d'occupation fixé par la RT2005 à ceux obtenus pour un scénario d'occupation affiné, correspondant à une occupation plus réaliste des différentes pièces principales (chambres, salon, cuisine, couloir), on remarque qu'une régulation de température basée sur un scénario d'occupation affiné permet de réduire, à l'échelle de l'habitat, la consommation en chauffage et climatisation de 10 % pour une isolation type « années 1980 » et de 12 % pour une isolation type RT2005 (Tableau 11). De la même manière, la comparaison des résultats obtenus pour des isolations thermiques type RT2005 et type « années 1980 » montre qu'améliorer l'isolation thermique du bâtiment permet de réduire la consommation en chauffage et climatisation de 47 % (Tableau 11). Par conséquent, la régulation de température et le niveau d'isolation de l'habitat influent majoritairement sur la consommation en chauffage et climatisation. De ce fait, une analyse plus détaillée de la consommation en chauffage et en climatisation pour les différentes pièces de l'habitat a été réalisée. Ainsi, la consommation journalière moyenne, pour chacune des pièces principales de l'habitat (chambres, salon, cuisine, couloir) est présentée dans le Tableau 12. La consommation annuelle totale, pour l'ensemble de ces pièces principales et par pièce est donnée dans le Tableau 13.

TABLEAU 12. CONSOMMATION JOURNALIÈRE MOYENNE EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION DES PIÈCES PRINCIPALES [KWH].

Pièce de l'habitat	Isolation type « années 1980 »				Isolation RT2005			
	Tc RT2005		Tc affinée		Tc RT2005		Tc affinée	
	Pilotage		Pilotage		Pilotage		Pilotage	
	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec
$C_{moy_chambre_1}$	6,29	6,29	5,14	5,14	1,22	1,22	0,95	0,95
$C_{moy_chambre_2}$	6,36	6,38	5,26	5,26	1,47	1,47	1,21	1,21
$C_{moy_chambre_3}$	4,33	4,33	3,56	3,56	1,21	1,21	1,05	1,05
C_{moy_salon}	23,04	23,04	19,92	19,92	12,00	12,00	9,82	9,82
$C_{moy_cuisine}$	9,82	9,79	7,79	7,75	8,63	8,51	6,52	6,39
$C_{moy_couloir}$	7,82	7,82	6,38	6,38	4,62	4,62	3,43	3,43

TABLEAU 13. CONSOMMATION TOTALE EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION DE L'ENSEMBLE DES PIÈCES PRINCIPALES ET PAR PIÈCE [KWH].

Pièce de l'habitat	Isolation type « années 1980 »				Isolation RT2005			
	Tc RT2005		Tc affinée		Tc RT2005		Tc affinée	
	Pilotage		Pilotage		Pilotage		Pilotage	
	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec
$C_{tot_chambre_1}$	2298	2298	1879	1879	447	447	348	348
$C_{tot_chambre_2}$	2326	2326	1917	1917	536	536	444	444
$C_{tot_chambre_3}$	1583	1583	1297	1297	443	443	382	382
C_{tot_salon}	8407	8405	7272	7271	4378	4378	3584	3584
$C_{tot_cuisine}$	3586	3572	2844	2828	3151	3106	2380	2334
$C_{tot_couloir}$	2853	2852	2330	2329	1685	1685	1252	1252
C_{tot_pieces}	21053	21036	17538	17521	10639	10594	8389	8343

Si l'on compare les résultats obtenus pour un scénario d'occupation fixé par la RT2005 à ceux obtenus pour un scénario d'occupation affiné, correspondant à une occupation plus réaliste des occupants de chacune des pièces principales (Tableaux 12 et 13), on remarque qu'une régulation

de température basée sur un scénario d'occupation affiné permet de réduire, pour l'ensemble des pièces principales, la consommation en chauffage et climatisation d'environ 17 % pour une isolation type « années 1980 » et de 21 % pour une isolation type RT2005 (Tableau 14). De plus, si l'on observe le profil de consommation en chauffage et climatisation pour les deux scénarios de régulation de température considérés (Figures 46 et 47, pour une isolation type RT2005 et un pilotage de charges (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle)), on constate qu'affiner la régulation de la température par pièce permet de lisser la courbe de consommation en chauffage et climatisation.

TABLEAU 14. IMPACT DE LA RÉGULATION DE TEMPÉRATURE SUR LA CONSOMMATION (MOYENNE JOURNALIÈRE ET TOTALE) EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION, POUR L'ENSEMBLE DES PIÈCES PRINCIPALES ET PAR PIÈCE.

Pièce de l'habitat	**Isolation type « années 1980 »** Tc affinée vs. Tc RT2005	**Isolation RT2005** Tc affinée vs. Tc RT2005
$C_{moy_chambre_1}$ $C_{tot_chambre_1}$	↘ 18 %	↘ 22 %
$C_{moy_chambre_2}$ $C_{tot_chambre_2}$	↘ 17 %	↘ 17 %
$C_{moy_chambre_3}$ $C_{tot_chambre3}$	↘ 18 %	↘ 13 %
C_{moy_salon} C_{tot_salon}	↘ 13 %	↘ 18 %
$C_{moy_cuisine}$ $C_{tot_cuisine}$	↘ 21 %	↘ 24 %
$C_{moy_couloir}$ $C_{tot_couloir}$	↘ 18 %	↘ 25 %
C_{tot}	↘ 17 %	↘ 21 %

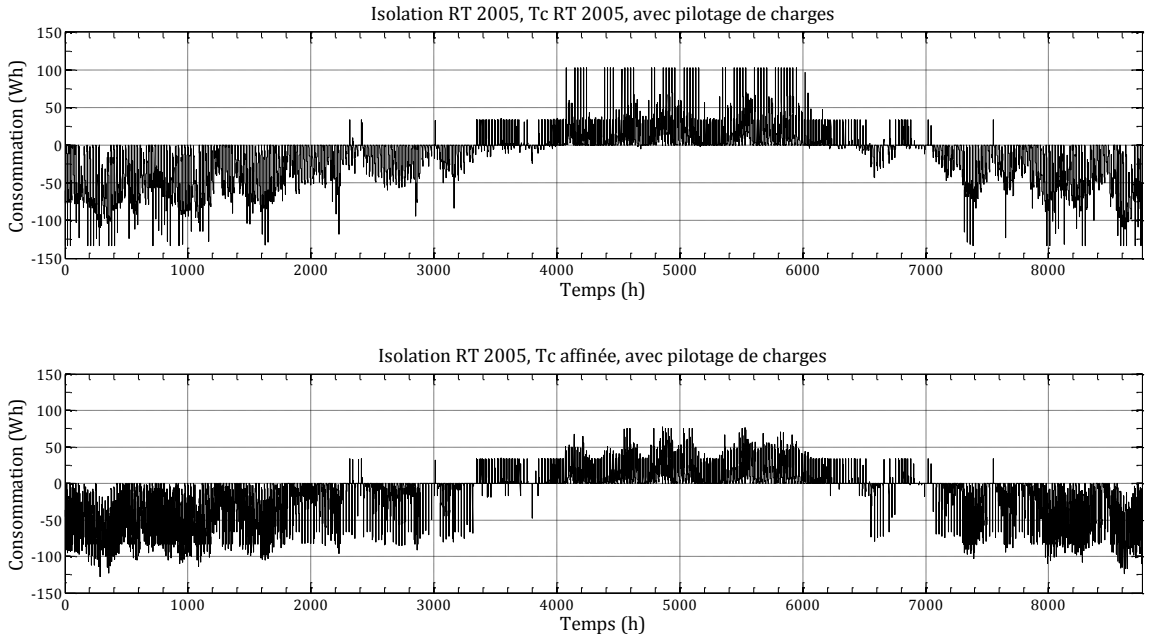


FIGURE 46. PROFIL DE CONSOMMATION EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION POUR UNE RÉGULATION DE TEMPÉRATURE FONDÉE SUR LA RT 2005 (EN HAUT) ET SUR UN SCÉNARIO D'OCCUPATION AFFINÉ PAR PIÈCE (EN BAS) (ISOLATION THERMIQUE TYPE RT2005, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

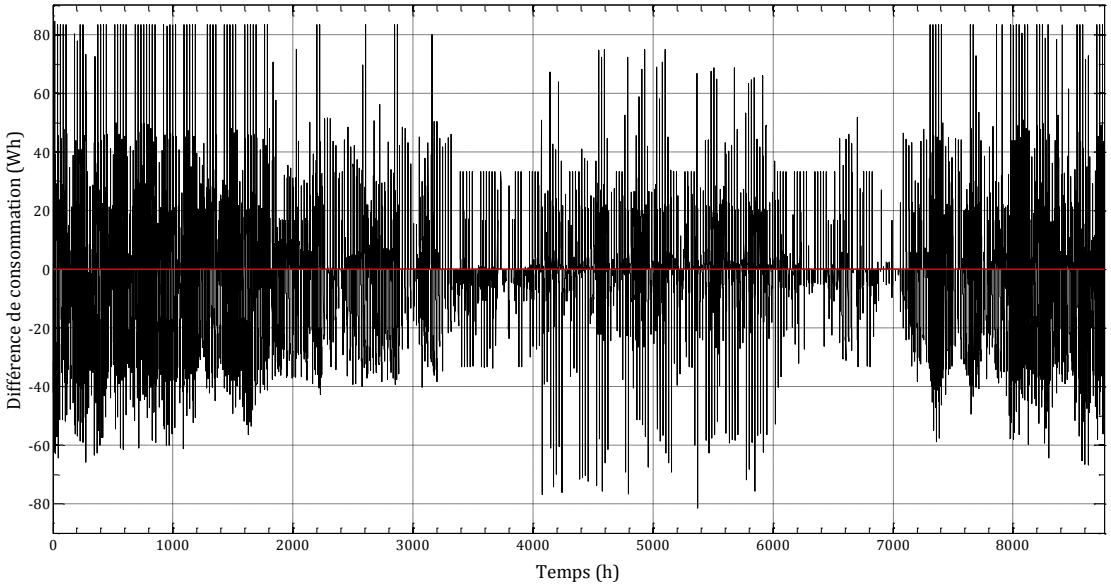


FIGURE 47. DIFFÉRENCE DE CONSOMMATION EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION POUR UNE RÉGULATION DE TEMPÉRATURE FONDÉE SOIT SUR UN SCÉNARIO D'OCCUPATION TYPE RT2005, SOIT SUR UN SCÉNARIO D'OCCUPATION AFFINÉ (ISOLATION TYPE RT2005, AVEC PILOTAGE DE CHARGES)

De la même manière, si l'on compare les résultats obtenus pour une isolation thermique type RT2005 à ceux obtenus pour une isolation thermique type « années 1980 » (Tableaux 12 et 13, on remarque qu'une amélioration de l'isolation thermique du bâtiment permet de réduire, pour l'ensemble des pièces principales, la consommation en chauffage et climatisation de 49 % pour une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation fixé par la RT2005 et de 52 % pour une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné, correspondant à l'occupation réelle de l'habitat (Tableau 15).

TABLEAU 15. IMPACT DU NIVEAU D'ISOLATION THERMIQUE DU BÂTIMENT SUR LA CONSOMMATION (MOYENNE ET TOTALE) EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION, POUR L'ENSEMBLE DES PIÈCES PRINCIPALES ET PAR PIÈCE.

Pièce de l'habitat	**Tc RT 2005** Isolation RT2005 vs. Isolation type « années 1980 »	**Tc affinée** Isolation RT2005 vs. Isolation type « années 1980 »
$C_{moy_chambre_1}$ $C_{tot_chambre_1}$	↘ 81 %	↘ 22 %
$C_{moy_chambre_2}$ $C_{tot_chambre_2}$	↘ 77 %	↘ 17 %
$C_{moy_chambre_3}$ $C_{tot_chambre_3}$	↘ 72 %	↘ 70 %
C_{moy_salon} C_{tot_salon}	↘ 48 %	↘ 51 %
$C_{moy_cuisine}$ $C_{tot_cuisine}$	↘ 12 %	↘ 16 %
$C_{moy_couloir}$ $C_{tot_couloir}$	↘ 41 %	↘ 46 %
C_{tot}	↘ 49 %	↘ 52 %

De plus, si l'on observe le profil de consommation en chauffage et climatisation pour les deux niveaux d'isolation thermique considérés (Figures 48 et 49, pour une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et un pilotage de charges), on constate qu'une amélioration du niveau d'isolation du bâtiment permet de lisser la courbe de consommation en chauffage et climatisation.

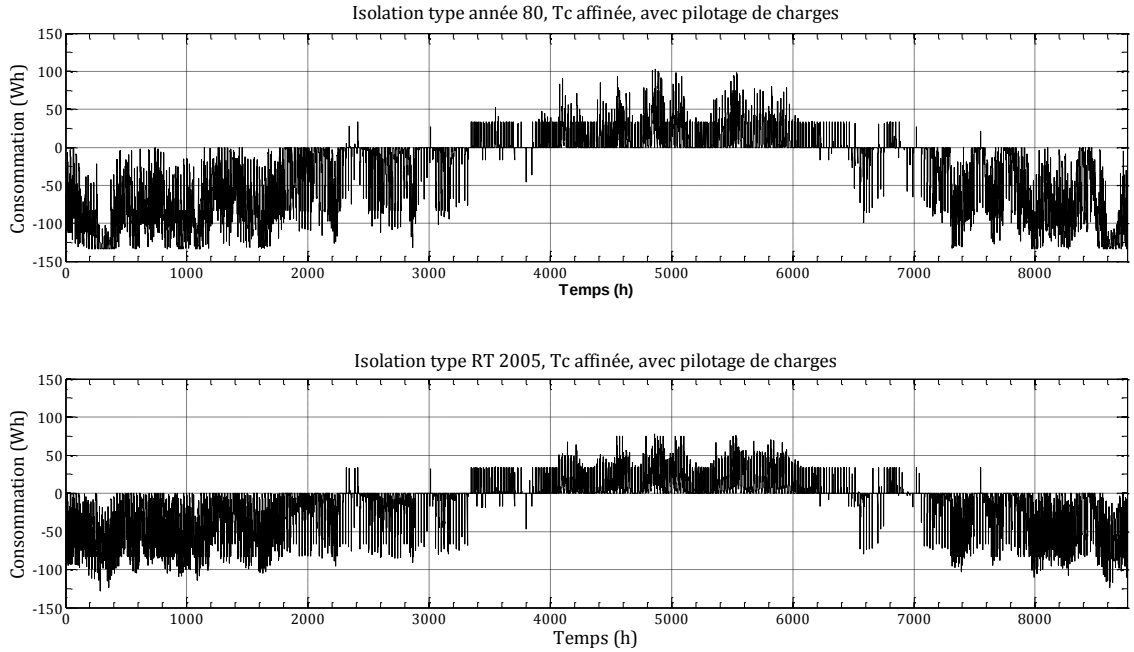


FIGURE 48. PROFIL DE CONSOMMATION EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION POUR UNE ISOLATION THERMIQUE TYPE « ANNÉES 1980 » (EN HAUT) ET TYPE RT2005 (EN BAS) (RÉGULATION DE TEMPÉRATURE FONDÉE SUR UN SCÉNARIO D'OCCUPATION AFFINÉ PAR PIÈCE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

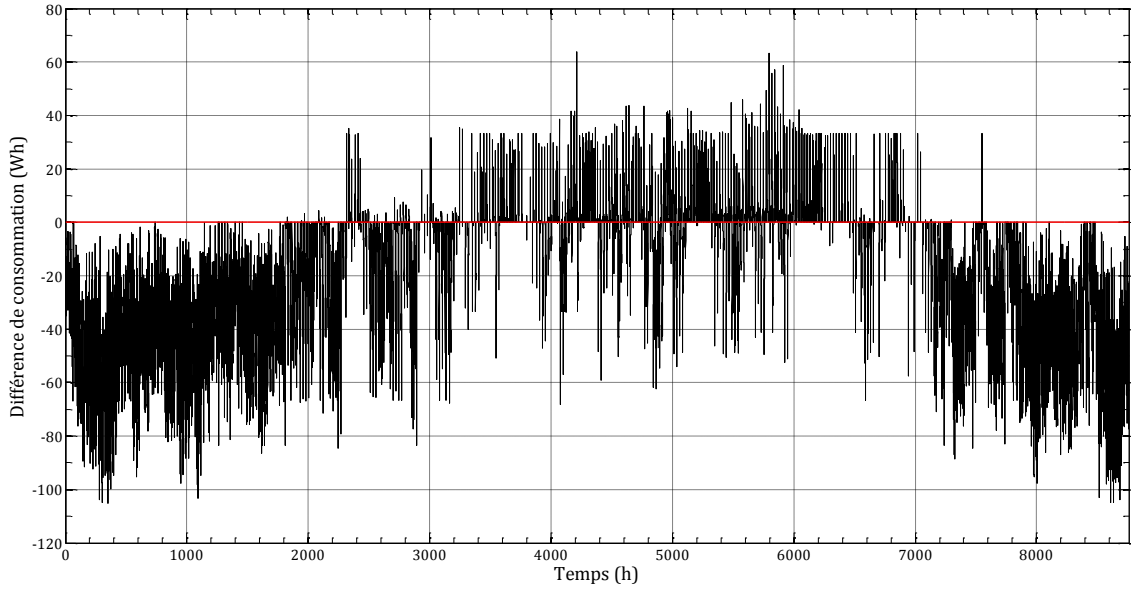


FIGURE 49. DIFFÉRENCE DE CONSOMMATION EN CHAUFFAGE ET CLIMATISATION ENTRE UNE ISOLATION THERMIQUE TYPE « ANNÉES 1980 » ET TYPE RT2005 (RÉGULATION DE TEMPÉRATURE FONDÉE SUR UN SCÉNARIO D'OCCUPATION AFFINÉ PAR PIÈCE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

Par conséquent, une régulation de température basée sur un scénario d'occupation affiné et une amélioration du niveau d'isolation thermique de l'habitat permettent de réduire la consommation globale en chauffage et climatisation. Il en est de même à l'échelle de chacune des pièces. Cependant, une analyse du confort thermique des occupants est réalisée afin de vérifier si ce dernier est préservé, amélioré ou dégradé. Ainsi, les résultats relatifs au confort thermique des occupants sont présentés par le Tableau 16.

TABLEAU 16. CONFORT THERMIQUE PAR PIÈCE [°C], POUR CHAQUE CAS CONSIDÉRÉ.

Critère de confort et pièce	Isolation type « années 1980 »				Isolation RT2005			
	Tc RT 2005		Tc affinée		Tc RT2005		Tc affinée	
	Pilotage		Pilotage		Pilotage		Pilotage	
	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec
$J_{c_chambre_1}$	2,55	2,55	1,71	1,71	2,85	2,85	2,11	2,11
$J_{c_chambre_2}$	2,51	2,51	1,66	1,66	2,79	2,79	2,00	2,00
$J_{c_chambre_3}$	2,63	2,63	1,74	1,74	2,87	2,87	2,09	2,09
J_{c_salon}	2,50	2,50	1,78	1,79	2,71	2,71	1,85	1,85
$J_{c_cuisine}$	2,59	2,60	2,12	2,13	2,52	2,56	1,94	1,97
$J_{c_couloir}$	2,61	2,61	1,92	1,92	2,84	2,84	1,92	1,92

On remarque qu'affiner la régulation de température permet d'augmenter le confort thermique des occupants J_c d'environ 30 % (Tableau 17) alors qu'une amélioration du niveau d'isolation permet d'augmenter le confort thermique de ces derniers d'environ 10 % (Tableau 18).

TABLEAU 17. IMPACT DE LA RÉGULATION DE TEMPÉRATURE SUR LE CONFORT THERMIQUE DES OCCUPANTS.

Critère de confort et pièce	Isolation type « années 1980 » Tc affinée vs. Tc RT2005	Isolation RT2005 Tc affinée vs. Tc RT2005
$J_{c_chambre_1}$	↗ 33 %	↗ 26 %
$J_{c_chambre_2}$	↗ 34 %	↗ 28 %
$J_{c_chambre_3}$	↗ 34 %	↗ 27 %
J_{c_salon}	↗ 28 %	↗ 32 %
$J_{c\ cuisine}$	↗ 18 %	↗ 23 %
$J_{c_couloir}$	↗ 26 %	↗ 32 %

TABLEAU 18. IMPACT DU NIVEAU D'ISOLATION DU BÂTIMENT SUR LE CONFORT THERMIQUE DES OCCUPANTS.

Lieu du confort thermique	Tc RT2005 Isolation RT2005 vs. isolation type « années 1980 »	Tc affinée Isolation RT2005 vs. isolation type « années 1980 »
$J_{c_chambre_1}$	↗ 12 %	↗ 23 %
$J_{c_chambre_2}$	↗ 11 %	↗ 20 %
$J_{c_chambre_3}$	↗ 9 %	↗ 20 %
J_{c_salon}	↗ 8 %	↗ 3 %
$J_{c_cuisine}$	↗ 2 %	↗ 8 %
$J_{c_couloir}$	↗ 9 %	↗ 0 %

Par ailleurs, il est à noter que ces différences de consommation, plus particulièrement en chauffage et climatisation, n'est pas sans conséquence sur le coût économique. Ainsi, le Tableau 19 présente les résultats de l'étude économique, pour chacun des cas considérés. Comme nous avons pu le voir, le pilotage de certaines charges, notamment du lave-linge, du sèche-linge et du lave-vaisselle, par un décalage temporel d'une période de pointe vers une période creuse, ne modifie pas la consommation globale de l'habitat mais seulement son profil de charge et plus particulièrement celui de l'énergie. Ceci permet de réduire la facture énergétique d'environ six euros par an. Cette économie, modeste, est due à la faible quantité de charges décalées de la période de pointe vers la période creuse ainsi qu'à la faible variation du cout de l'énergie, environ $0{,}03\ € \cdot \mathrm{kWh}^{-1}$. De la même manière, une régulation de température basée sur un scénario d'occupation se rapprochant le plus possible de la réalité permet de réduire la consommation en chauffage et climatisation et donc de réduire la facture énergétique d'environ 7 %. Une amélioration du niveau d'isolation permet également de réduire la consommation en chauffage et climatisation et donc de réduire le coût économique $J_{coût_{total}}$ d'environ 36 %.

TABLEAU 19. COÛT ÉCONOMIQUE ANNUEL LIÉ À LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE [€].

Coût par type de consommation	**Isolation type « années 1980 »**			
	Tc RT 2005		**Tc affinée**	
	Pilotage		**Pilotage**	
	Sans	**Avec**	**Sans**	**Avec**
$J_{coût_{chauffage_clim}}$	1813,22	1812,85	1633,78	1633,54
$J_{coût_{en_spécifique}}$	351,85	345,60	351,85	345,60
$J_{coût_{eau\ chaude}}$	247,66	247,67	247,68	247,68
$J_{coût_{total}}$	2412,73	2406,12	2233,30	2226,82
Coût par type de consommation	**Isolation RT2005**			
	Tc RT 2005		**Tc affinée**	
	Pilotage		**Pilotage**	
	Sans	**Avec**	**Sans**	**Avec**
$J_{coût_{chauffage_clim}}$	955,12	952,60	841,97	840,16
$J_{coût_{en_spécifique}}$	351,85	345,60	351,85	345,60
$J_{coût_{eau_chaude}}$	246,89	246,89	246,90	246,90
$J_{coût_{total}}$	1553,87	1545,10	1440,71	1432,66

Dans le secteur du bâtiment, il est ainsi possible de réduire la consommation d'énergie électrique et par conséquent sa facture énergétique, tout en respectant le confort thermique des occupants. En effet, un bon niveau d'isolation thermique et une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation correspondant le plus finement possible à la réalité permet de réduire significativement la consommation en chauffage et climatisation, à l'origine de la plus grosse part de la consommation dans ce secteur. De plus, des économies sont possibles par le pilotage de charge, notamment pour ce qui est de la consommation en énergie spécifique. Cependant, une modélisation plus fine des différents appareils électroménagers, ainsi qu'une étude plus détaillée de leur utilisation et des différentes possibilités de pilotage est à mener afin d'obtenir une réduction de la facture énergétique plus conséquente, tout en respectant le confort des usagers.

4. STRATÉGIES DE GESTION ET DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE

Les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques proposées au chapitre 2 de cette thèse sont appliquées au cas d'étude présenté. On rappelle que, quelle que soit la stratégie, l'objectif est identique : favoriser l'autoconsommation, tout en minimisant l'impact du micro-réseau sur le réseau électrique. Pour chacune de ces stratégies, une étude paramétrique est réalisée, grâce aux modèles développés, afin d'optimiser le dimensionnement des systèmes de production et de stockage. L'objectif est alors de maximiser l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables, donc de maximiser la fonction objectif J_{EnR} (afin d'aboutir à un meilleur compromis entre autoconsommation et taux de couverture EnR), en tenant compte au cours du processus d'optimisation de l'état du réseau électrique. Ainsi, plusieurs configurations remarquables seront proposées. Cependant, ce dimensionnement est soumis à certaines contraintes physiques. En effet, les panneaux photovoltaïques étant généralement intégrés aux toitures, leur dimensionnement est contraint par la superficie disponible et l'orientation de l'habitat. Il faut donc déterminer la surface de panneaux photovoltaïques que peut accueillir notre habitat. La résidence considérée étant une maison de plain-pied de 150 m² exposée sud avec une toiture bi-pan, la surface est limitée à 80 m², soit une puissance PV installée maximale de 8 kWc. En effet, d'après des données issues de fournisseurs et [EDF 2011a], 1 m² de panneaux photovoltaïques représente en moyenne 100 Wc.

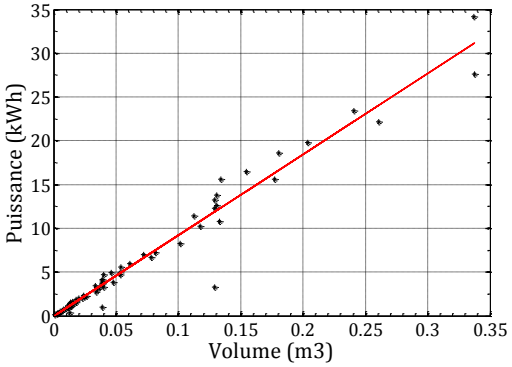


FIGURE 50. PUISSANCE DE LA BATTERIE EN FONCTION DE SON VOLUME.

De la même manière, la capacité de la batterie est limitée par l'encombrement relatif à l'installation. Compte tenu du rapport volume/puissance généralement constaté pour les batteries commercialisées (à partir de données fournisseurs, [APB 2011] ou [SOL 2011]), il est possible, par une régression linéaire de la puissance de la batterie P_{bat} en fonction du volume de la batterie V_{bat}, d'obtenir le modèle suivant (équation (73), Figure 50) :

$$P_{bat} = 92{,}39 \times V_{bat} - 0{,}03961 \tag{73}$$

En considérant un encombrement maximal de 2 m³ cela aboutit à une puissance maximale de 200 kWh. Enfin, les éoliennes dites « domestiques » regroupent les éoliennes de petite et moyenne puissances, c'est-à-dire de 100 Wc à 20 kWc [EDF 2011b]. Par conséquent, on limitera la puissance installée de l'éolienne à 20 kWc.

4.1. GESTION DES RESSOURCES ENERGETIQUES SANS SYSTEME DE STOCKAGE

4.1.1. APPLICATION AU MICRO-RÉSEAU CONSIDÉRÉ ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION

TABLEAU 20. DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PAS DE STOCKAGE D'ÉNERGIE).

Type de scénario			Puissance PV installée (kWc)	Puissance éolienne installée (kWc)	EnR_c (kWh)	EnR_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (€)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005 Pilotage	Sans	3	–	3520	917	42241	79,93	7,69	6,10	−2381,81
			8	–	6803	5029	38958	57,50	14,87	8,55	−1955,55
			6,1	19	17786	16278	27975	52,21	38,87	20,29	−674,22
		Avec	3	–	3377	1061	42369	76,09	7,38	5,62	−2380,92
			8	–	6587	5246	39159	55,66	14,40	8,01	−1954,66
			6,2	20	17974	17556	27772	50,59	39,29	19,88	−588,85
	Tc affinée Pilotage	Sans	3	–	3559	879	38577	80,20	8,45	6,77	−2172,85
			8	–	6900	4933	35236	58,61	16,38	9,55	−1746,59
			6,6	17	16836	15332	25300	52,34	39,96	20,91	−574,57
		Avec	3	–	3420	1017	38699	77,08	8,12	6,26	−2171,89
			8	–	6688	5145	35432	56,52	15,88	8,97	−1745,63
			6,6	17	16653	15514	25466	51,77	39,54	20,47	−573,61
Isolation RT2005	Tc RT2005 Pilotage	Sans	3	–	3277	1161	26098	73,85	11,16	8,24	−1437,34
			6,5	–	5095	4519	24280	53,00	17,34	9,19	−1138,96
			3,7	12	11217	10071	18158	52,69	38,19	20,12	−466,10
		Avec	3	–	3116	1321	26214	70,22	10,62	7,46	−1434,72
			7,1	–	5085	5417	24245	48,42	17,34	8,40	−1085,18
			3,5	12	10967	10026	18363	52,24	37,39	19,53	−480,53
	Tc affinée Pilotage	Sans	3	–	3283	1154	23848	73,99	12,10	8,95	−1308,00
			7,2	–	5386	5263	21744	50,58	19,85	10,04	−949,94
			3,9	10	10243	8705	16888	54,06	37,76	20,41	−471,63
		Avec	3	–	3127	1310	23957	70,48	11,55	8,14	−1305,33
			7,9	–	5406	6279	21679	46,26	19,96	9,23	−887,59
			3,9	11	10406	9861	16679	51,34	38,42	19,73	−395,67

La première stratégie de gestion des ressources énergétiques, considérant des systèmes de productions locaux mais pas de système de stockage (chapitre 2, Figure 5), est appliquée au micro-réseau considéré, en prenant en compte les différents éléments présentés dans le Tableau 10 (niveau d'isolation thermique de l'habitat, températures de consigne, pilotage ou non de certaines charges). Pour chaque cas, différentes configurations basées sur le dimensionnement des systèmes de production (panneaux photovoltaïques, avec ou sans éolienne) issues de l'étude paramétrique sont présentées :

- Un dimensionnement standard des systèmes de production photovoltaïques (3 kWc), servant de référence.
- Un dimensionnement optimal des systèmes de production photovoltaïques, maximisant le critère J_{EnR}.
- Un dimensionnement optimal des systèmes de production photovoltaïques et éoliens, maximisant le critère J_{EnR}.

Les différents résultats obtenus pour la gestion des ressources énergétiques et des coûts économiques, pour chacune des configurations et pour chacun des cas d'étude, sont présentés

dans le Tableau 20. De plus, comme nous avons pu le voir, l'interaction du micro-réseau avec le réseau électrique n'est pas sans conséquences. Ainsi, une analyse de l'impact du bâtiment sur le réseau électrique est réalisée. Deux seuils réseaux sont considérés (les résultats obtenus pour chacun de ces seuils sont présentés dans le Tableau 21) :

- Un seuil réseau à 70 %, caractéristique d'un réseau électrique très demandeur, pour lequel la période intermédiaire est considérée comme période creuse.
- Un seuil réseau à 30 %, caractéristique d'un réseau peu demandeur, pour lequel la période intermédiaire est considérée comme période de pointe.

TABLEAU 21. CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU POUR LES DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS OBTENUES (SEUIL RÉSEAU À 30%, SEUIL RÉSEAU À 70%, PAS DE STOCKAGE D'ÉNERGIE).

Type de scénario			Puissance PV installée (kWc)	Puissance éolienne installée (kWc)	Seuil réseau à 70%			Seuil réseau à 30%		
					I_{inj}	I_{sout}	I_g	I_{inj}	I_{sout}	I_g
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005	Sans pilotage	3	–	167	10146	10313	563	−6231	−5669
			8	–	777	10150	10927	2977	−4727	−1751
			6,1	19	−1236	6906	5670	5628	−3805	1823
		Avec pilotage	3	–	215	10630	10845	663	−5713	−5051
			8	–	843	10615	11459	3124	−4256	−1133
			6,2	20	−1264	7213	5950	6143	−3357	2786
	Tc affinée	Sans pilotage	3	–	162	8686	8848	538	−6560	−6023
			8	–	775	8687	9462	2927	−5031	−2104
			6,6	17	−1090	5885	4795	5336	−4008	1328
		Avec pilotage	3	–	210	9156	9366	635	−6053	−5418
			8	–	840	9139	9980	3071	−4571	−1500
			6,6	17	−950	6263	5313	5566	−3633	1933
Isolation RT2005	Tc RT2005	Sans pilotage	3	–	157	6804	6961	676	−3261	−2585
			6,5	–	574	6816	7390	2589	−2431	157
			3,7	12	−820	4694	3874	3439	−2278	1161
		Avec pilotage	3	–	209	7032	7241	787	−3005	−2218
			7,1	–	724	7021	7745	3122	−2128	994
			3,5	12	−732	4862	4130	3509	−2138	1371
	Tc affinée	Sans pilotage	3	–	158	5239	5397	670	−4189	−3519
			7,2	–	672	5240	5912	3012	−3240	−228
			3,9	10	−689	3552	2863	2965	−3114	−149
		Avec pilotage	3	–	214	5680	5894	780	−3705	−2925
			7,9	–	834	5662	6496	3611	−2696	914
			3,9	11	−748	3844	3096	3389	−2678	711

On constate que le pilotage de charges considéré n'influe pas sur le dimensionnement des systèmes de production. En effet, à niveau d'isolation et scénario d'occupation identiques, le même dimensionnement optimal est obtenu, avec ou sans pilotage de charges. Par exemple, pour un niveau d'isolation type « années 1980 » et une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné, le juste dimensionnement des systèmes de production aboutit à une puissance PV installée de 6,6 kWc et une puissance éolienne installée de 17 kWc, avec ou sans pilotage de charges. En revanche, une amélioration du niveau d'isolation permet de réduire la puissance installée des systèmes de production locaux, tandis qu'une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation réel augmente la puissance installée des PV et diminue légèrement celle des éoliennes. Par exemple, pour un scénario d'occupation fondé sur la

RT2005 (sans pilotage de charges), le dimensionnement des panneaux PV passe de 8 kWc pour une isolation type « années 1980 » à 6,5 kWc pour une isolation de type RT2005. Pour un niveau d'isolation type « années 1980 » (sans pilotage de charges), le dimensionnement des systèmes de production passe de 6,1 kWc (scénario d'occupation fondé sur la RT2005) à 6,6 kWc (scénario d'occupation affiné) pour les panneaux photovoltaïques et de 19 kWc (scénario d'occupation fondé sur la RT2005) à 17 kWc pour l'éolienne (scénario d'occupation affiné).

4.1.2. ANALYSE DES DIMENSIONNEMENTS

TABLEAU 22. ETUDE COMPARATIVE DES DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS OBTENUES, PAS DE STOCKAGE D'ÉNERGIE.

Type de scénario				EnR_c (%)	EnR_{inj} (%)	E_{EDF} (%)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (%)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV optimisés vs. PV standard	↗ 93,27	↗ 448,42	↘ 7,77	↘ 28,06	↗ 93,37	↗ 40,16	↘ 17,90
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 161,44	↗ 223,68	↘ 28,19	↘ 9,20	↗ 161,40	↗ 137,31	↘ 65,52
		Avec	PV optimisés vs. PV standard	↗ 95,05	↗ 394,44	↘ 7,58	↘ 26,85	↗ 95,12	↗ 42,53	↘ 17,90
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 172,87	↗ 234,65	↘ 29,07	↘ 9,11	↗ 172,85	↗ 148,19	↘ 69,87
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV optimisés vs. PV standard	↗ 93,87	↗ 461,21	↘ 8,66	↘ 26,92	↗ 93,85	↗ 41,06	↘ 19,62
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 144	↗ 210,80	↘ 28,20	↘ 10,70	↗ 143,96	↗ 118,95	↘ 67,10
		Avec	PV optimisés vs. PV standard	↗ 95,56	↗ 405,90	↘ 8,44	↘ 26,67	↗ 95,57	↗ 43,29	↘ 19,63
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 148,99	↗ 201,54	↘ 28,13	↘ 8,40	↗ 148,99	↗ 128,21	↘ 67,14
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV optimisés vs. PV standard	↗ 55,48	↗ 289,23	↘ 6,96	↘ 28,23	↗ 55,38	↗ 11,53	↘ 20,76
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 120,16	↗ 122,86	↘ 25,21	↘ 0,58	↗ 120,24	↗ 118,93	↘ 59,08
		Avec	PV optimisés vs. PV standard	↗ 63,19	↗ 310,07	↘ 7,51	↘ 31,05	↗ 63,28	↗ 12,60	↘ 24,36
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 115,67	↗ 85,08	↘ 24,26	↗ 7,89	↗ 115,63	↗ 132,50	↘ 55,71
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV optimisés vs. PV standard	↗ 64,06	↗ 356,07	↘ 8,82	↘ 31,64	↗ 64,05	↗ 12,18	↘ 27,37
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 90,18	↗ 65,40	↘ 22,33	↗ 6,88	↗ 90,22	↗ 103,29	↘ 50,35
		Avec	PV optimisés vs. PV standard	↗ 72,88	↗ 379,31	↘ 9,51	↘ 34,36	↗ 72,81	↗ 13,39	↘ 32,00
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↗ 92,49	↗ 57,05	↘ 23,06	↗ 10,98	↗ 92,48	↗ 113,76	↘ 55,42

Une analyse comparative des résultats obtenus est présentée par les Tableaux 22 et 23. Une première comparaison est réalisée entre les configurations basées sur le juste dimensionnement des panneaux photovoltaïques et sur un dimensionnement standard (puissance installée égale à 3 kWc). Une deuxième étude comparative, entre les configurations obtenues sur la base du juste dimensionnement des panneaux photovoltaïques, accompagnés ou pas d'une éolienne, est ensuite présentée.

TABLEAU 23.ETUDE COMPARATIVE DE L'IMPACT DU BATIMENT SUR LE RESEAU ELECTRIQUE POUR LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS OBTENUES, PAS DE STOCKAGE D'ENERGIE.

Type de scénario				**Seuil réseau à 70 %**			**Seuil réseau à 30 %**		
				I_{inj}	I_{sout}	I_g	I_{inj}	I_{sout}	I_g
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005**	Sans pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 365,27	↗ 0,04	↗ 5,95	↗ 428,77	↗ 24,14	↗ 69,11
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 59,07	↘ 31,96	↘ 48,11	↗ 89,05	↗ 19,50	↗ 204,11
		Avec pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 292,09	↘ 0,14	↗ 5,66	↗ 371,19	↗ 25,50	↗ 77,57
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 249,94	↘ 32,05	↘ 48,08	↗ 96,64	↗ 21,12	↗ 345,90
	Tc affinée	Sans pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 378,40	↗ 0,02	↗ 6,94	↗ 444,05	↗ 23,31	↗ 65,07
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 240,65	↘ 32,26	↘ 49,32	↗ 82,30	↗ 20,33	↗ 163,12
		Avec pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 300,00	↘ 0,19	↗ 6,56	↗ 383,62	↗ 24,48	↗ 72,31
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 213,10	↘ 31,47	↘ 46,76	↗ 81,24	↗ 20,52	↗ 228,87
Isolation RT2005	**Tc RT2005**	Sans pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 265,61	↗ 0,18	↗ 6,16	↗ 282,99	↗ 25,45	↗ 106,07
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 242,85	↘ 31,13	↘ 47,58	↗ 32,83	↗ 6,29	↗ 639,49
		Avec pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 246,41	↘ 0,16	↗ 6,96	↗ 296,70	↗ 29,18	↗ 144,82
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 201,11	↘ 30,75	↘ 46,67	↗ 12,40	↘ 0,47	↗ 37,93
	Tc affinée	Sans pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 325,32	↗ 0,02	↗ 9,54	↗ 349,55	↗ 22,65	↗ 93,52
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 202,53	↘ 32,21	↘ 51,57	↗ 1,56	↗ 3,89	↗ 34,65
		Avec pilotage	PV optimisés vs. PV standard	↗ 289,72	↘ 0,32	↗ 10,21	↗ 362,95	↗ 27,23	↗ 131,25
			PV et éolien optimisés vs. PV optimisés	↘ 189,69	↘ 32,11	↘ 52,34	↗ 6,15	↗ 0,67	↗ 22,21

De manière générale, on constate qu'un juste dimensionnement des systèmes de production (avec ou sans éolienne) permet d'améliorer l'utilisation de l'énergie produite, avec une forte

augmentation du taux de couverture EnR et une amélioration de l'autoconsommation. En effet, la quantité d'énergie autoconsommée augmente considérablement. Si l'on prend comme exemple une isolation type RT2005, une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et, enfin, un pilotage de charges, on constate que l'autoconsommation et le taux de couverture EnR évoluent de façon opposée, en fonction de la puissance des systèmes de production installés (Figures 51, 52, 53 et 54). Le meilleur compromis entre les deux est obtenu pour la maximisation du critère J_{EnR}. Ainsi, deux dimensionnements remarquables pour les systèmes de production sont obtenus : le premier pour une puissance PV installée de 7,9 kWc (Figure 51), le deuxième pour une puissance PV installée de 3,9 kWc et une puissance d'éolienne de 11 kWc (Figure 54).

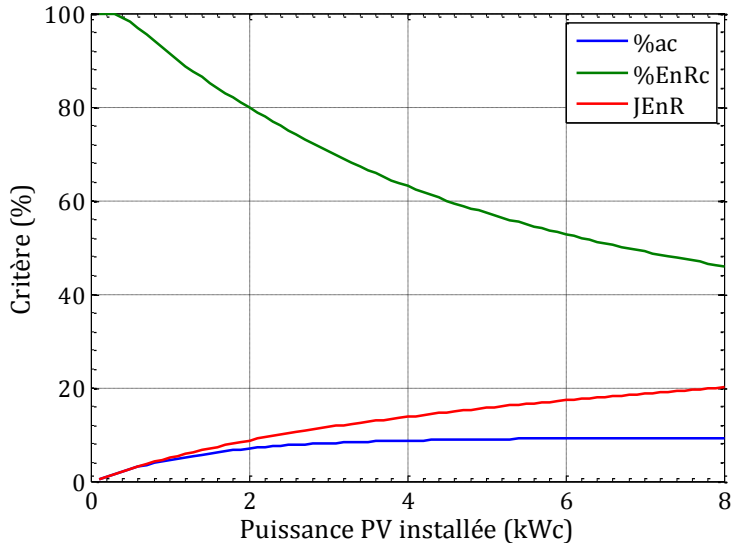


FIGURE 51. AUTOCONSOMMATION ($\%_{ac}$), TAUX DE COUVERTURE ENR ($\%_{EnRc}$) ET UTILSATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (J_{EnR}), EN FONCTION DE LA PUISSANCE PV INSTALLÉE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRAURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

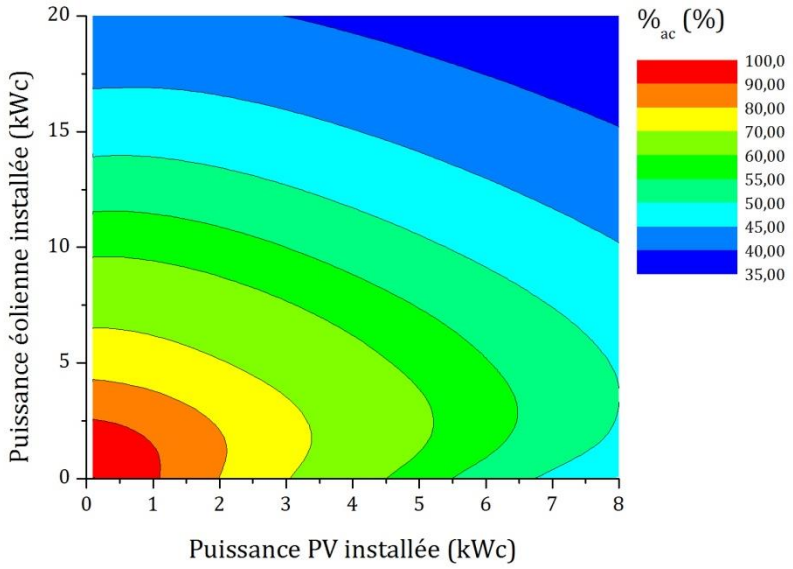


FIGURE 52. IMPACT DE LA PUISSANCE INSTALLÉE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PV ET ÉOLIENNE) SUR L'AUTOCONSOMMATION (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

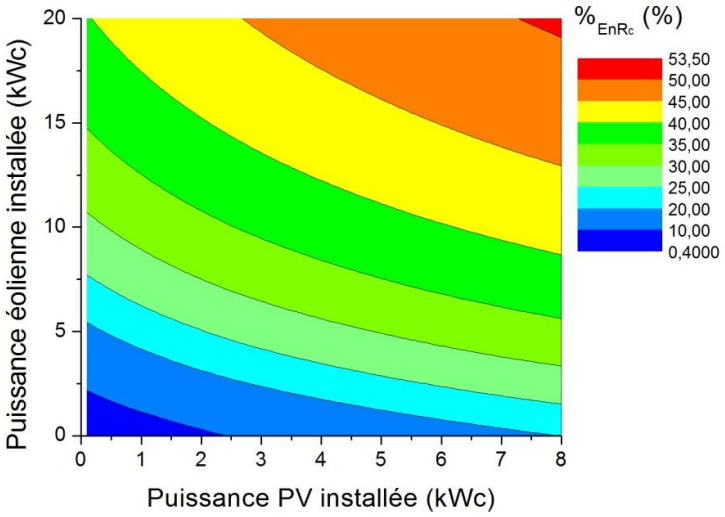


FIGURE 53. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR LE TAUX DE COUVERTURE ENR (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

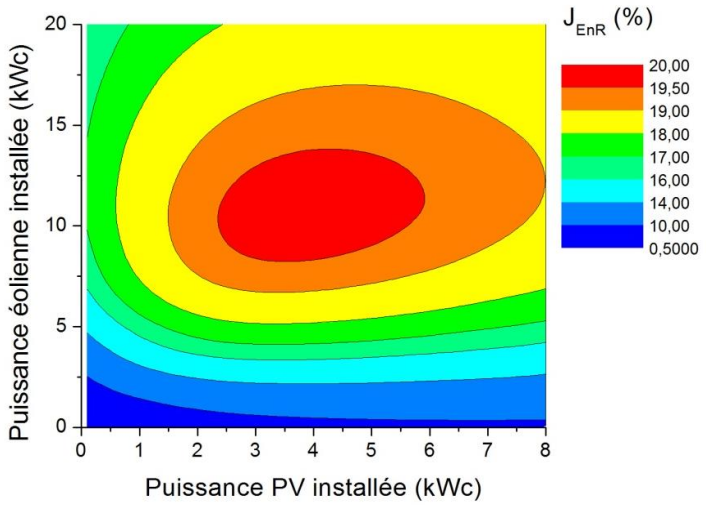


FIGURE 54. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR L'UTILISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.1.2.1. Impact sur la gestion de l'énergie

Comme on vient de le voir, la quantité d'énergie autoconsommée augmente considérablement, ce qui permet de réduire la quantité d'énergie soutirée au réseau. Cependant, pour un dimensionnement optimal des systèmes de production, la puissance installée étant plus importante, une augmentation de l'énergie injectée sur le réseau électrique est observée. Les profils de gestion de l'énergie mettent bien en évidence ce constat. Les courbes de gestion de l'énergie, pour les trois configurations prises en considération pour l'exemple considéré précédemment (un habitat avec un niveau d'isolation thermique type RT2005, une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et un pilotage de charges) sont présentées par les Figures 55 (dimensionnement standard), 56 (juste dimensionnement des panneaux photovoltaïques) et 57 (juste dimensionnement des panneaux photovoltaïques et de

l'éolienne). En passant d'un dimensionnement standard à un juste dimensionnement des panneaux photovoltaïques, on constate bien une forte augmentation de la quantité d'énergie autoconsommée. Les moments d'injection sont par ailleurs plus nombreux, notamment l'hiver, et plus important. En passant d'un juste dimensionnement ne concernant que des panneaux photovoltaïques à des panneaux et une éolienne, on constate que les pics d'autoconsommation et les pics d'injection sur le réseau électrique sont en corrélation avec la production éolienne. Ces pics de production permettent de réduire fortement la quantité d'énergie soutirée au réseau.

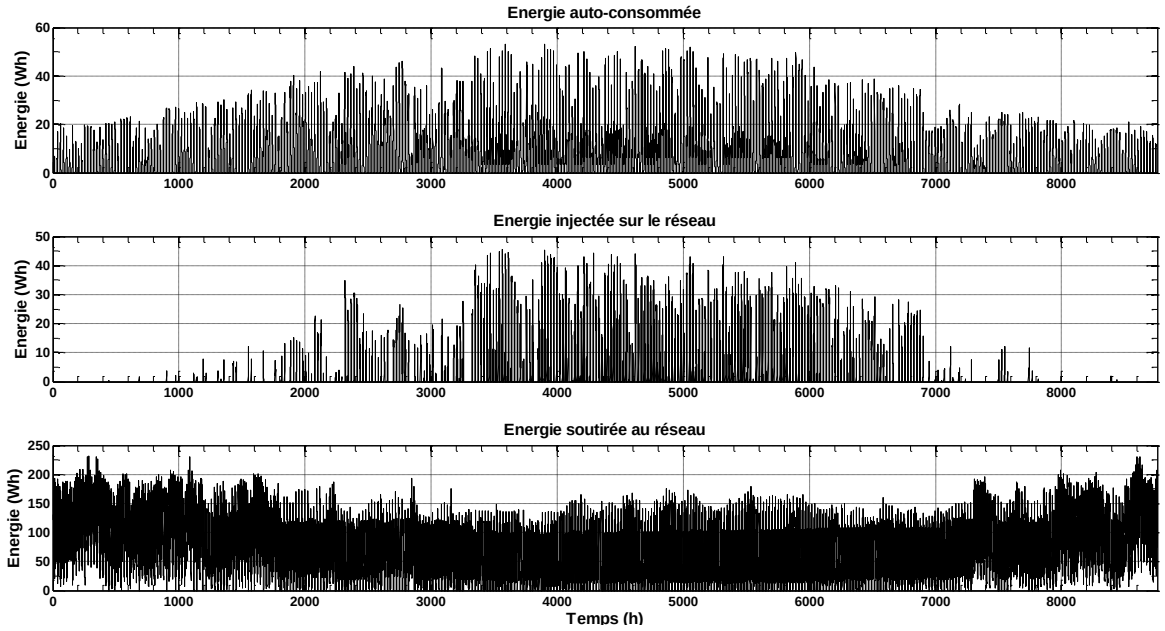


FIGURE 55. GESTION DE L'ÉNERGIE DANS LE CAS D'UNE CONFIGURATION STANDARD (PV : 3 KWC) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

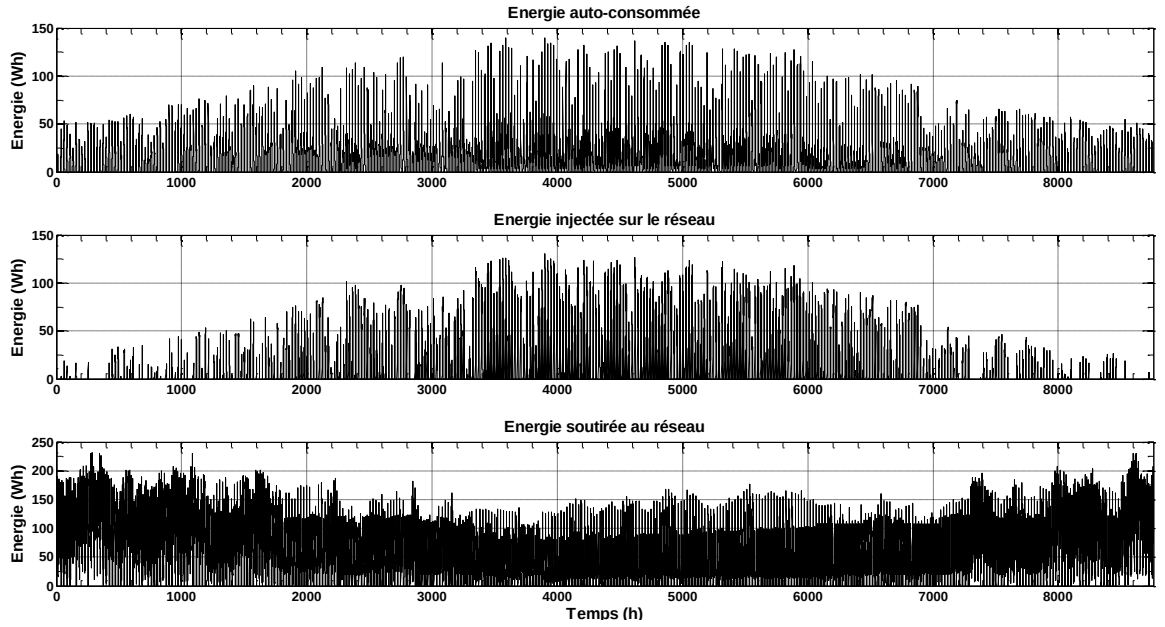


FIGURE 56. GESTION DE L'ÉNERGIE DANS LE CAS D'UN JUSTE DIMENSIONNEMENT DES PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES (7,9 KWC) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

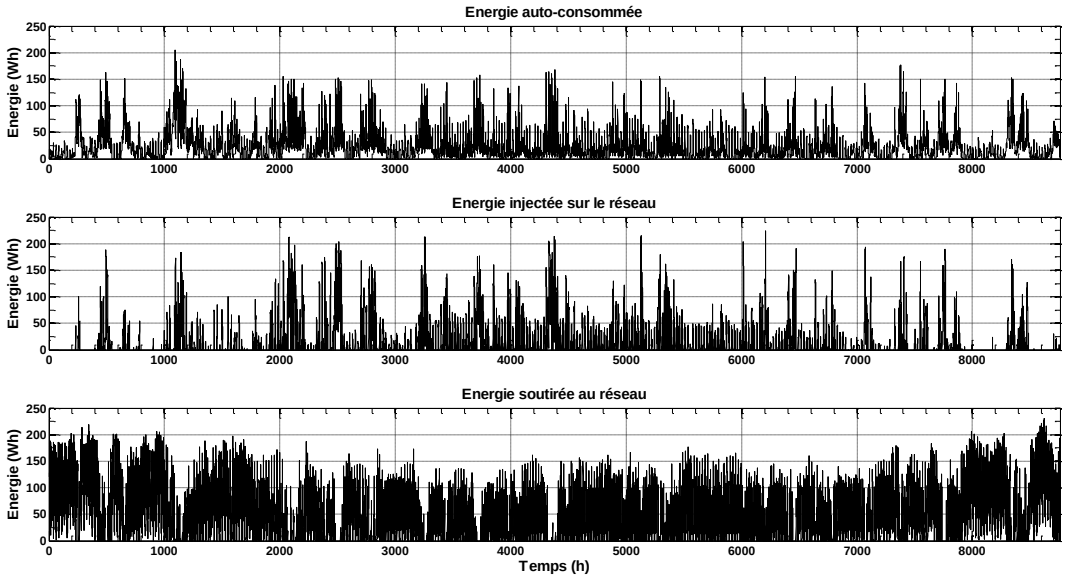


FIGURE 57. GESTION DE L'ÉNERGIE DANS LE CAS D'UN JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PV : 3,9 KWC, ÉOLIENNE : 11 KWC) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.1.2.2. Impact du micro-réseau sur le réseau électrique

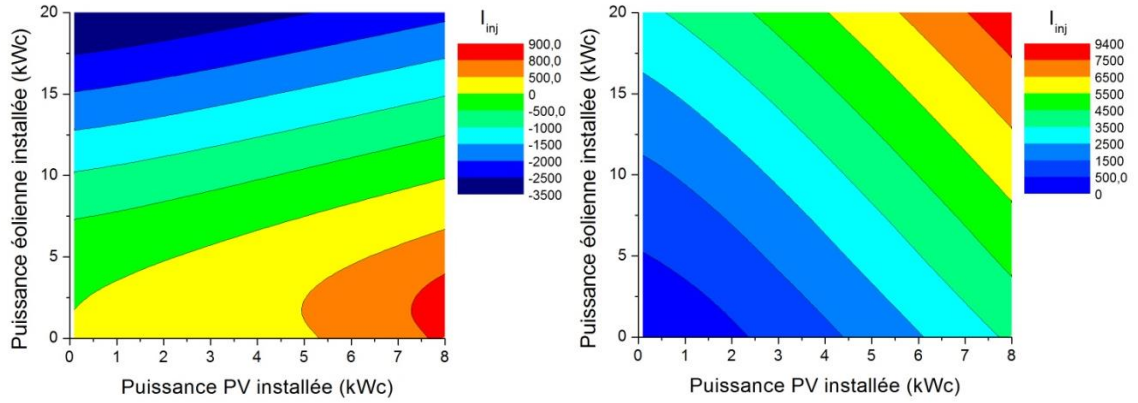
Le dimensionnement des systèmes de production joue par conséquent sur l'interaction entre le bâtiment et le réseau électrique. On remarque que pour un juste dimensionnement des systèmes de production, les impacts en injection, soutirage et global sont améliorés, sauf lorsque l'on considère un seuil réseau à 70 % et que l'on ajoute une éolienne. Dans ce cas particulier, l'éolienne induit un impact en injection négatif et réduit l'impact en soutirage, impact qui reste cependant positif. L'impact global, bien que positif, est également réduit. L'influence de la puissance des systèmes de production sur les différents impacts réseau (en injection, en soutirage et global) est présentée Figure 58, pour les deux seuils réseaux considérés. On remarque que pour un seuil à 70 %, plus la puissance installée des systèmes de production est importante, plus l'impact en injection, en soutirage et donc global est réduit. Cependant, l'impact en injection est négatif pour une puissance installée inférieure à 7 kWc, alors que l'impact en soutirage reste toujours positif. On constate que pour un seuil à 30 %, plus la puissance installée des systèmes de production est importante, plus l'impact en injection, en soutirage et donc global est amélioré. Toutefois, l'impact en injection reste toujours positif alors que l'impact en soutirage est toujours négatif. Pour le juste dimensionnement des systèmes de production, l'injection a un impact positif qui compense complètement l'impact négatif dû au soutirage, pour un seuil réseau à 30 % (caractéristique d'un réseau électrique très demandeur) alors que le soutirage a un impact positif qui compense complètement l'impact négatif dû à l'injection, pour un seuil réseau à 70 % (caractéristique d'un réseau électrique peu demandeur).

4.1.2.3. Impact sur la facture énergétique

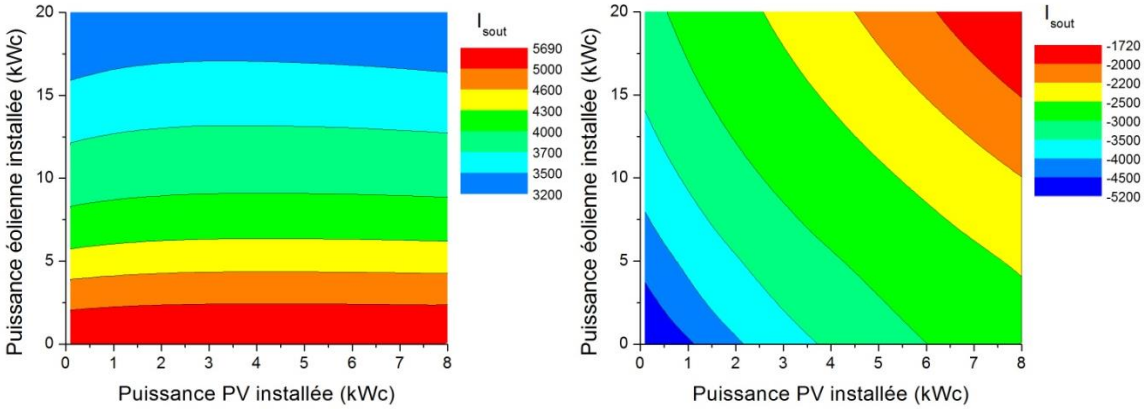
Le juste dimensionnement des systèmes de production permet également de réduire la facture énergétique, entre 300 € et 420 € sans éolienne et entre 400 € et 1500 € de plus lorsqu'une éolienne est considérée. L'impact de la puissance des systèmes de production sur le critère de coût est présenté par la Figure 59. On constate que la production locale d'énergie permet de réduire la facture énergétique. Cependant, un gain économique est possible pour une puissance

PV installée supérieure à 1,5 kWc et une puissance éolienne comprise entre 2 kWc et 3 kWc. Un gain économique est également possible à partir d'une puissance éolienne de 10 kWc et une puissance PV installée supérieure à 5 kWc ou, enfin, pour une puissance PV installée supérieure à 1 kWc et une puissance éolienne supérieure à 17 kWc.

(a) Impact en injection (I_{inj})



(b) Impact en soutirage (I_{sout})



(c) Impact global (I_g)

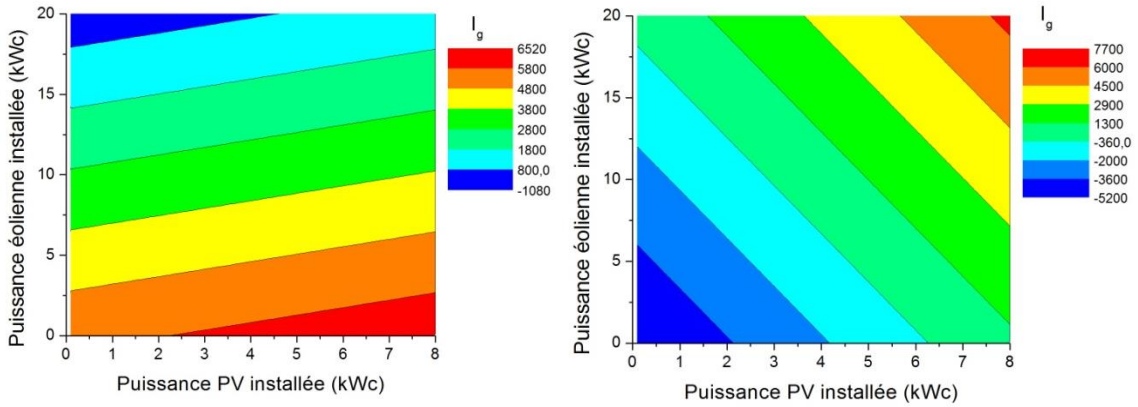


FIGURE 58.IMPACT DE L'HABITAT SUR LE RESEAU ELECTRIQUE, (A) EN INJECTION, (B) EN SOUTIRAGE ET (C) GLOBAL, EN FONCTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE DES SYSTEMES DE PRODUCTION. GAUCHE : SEUIL RESEAU À 70 %. DROITE : SEUIL RESEAU À 30 %. (ISOLATION RT2005, REGULATION DE TEMPERATURE AFFINEE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

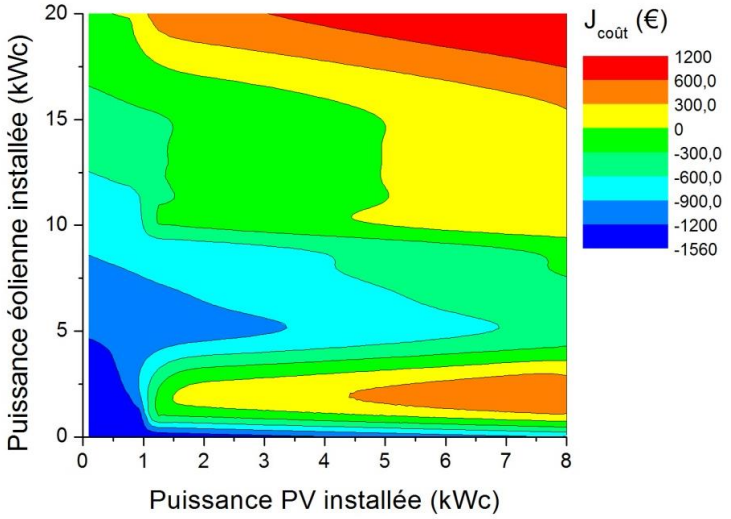


FIGURE 59. CRITERE DE COUT ECONOMIQUE, AVEC TARIFICATION DYNAMIQUE, EN FONCTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE DES SYSTEMES DE PRODUCTION (ISOLATION RT2005, REGULATION DE TEMPERATURE AFFINEE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.1.3. BILAN DE LA GESTION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES (PAS DE STOCKAGE)

Le juste dimensionnement des systèmes de production intégrés au bâtiment (panneaux solaires photovoltaïques et éolienne) a montré qu'il était possible de réduire les couts économiques, de favoriser l'autoconsommation et d'obtenir un bon taux de couverture EnR, tout en assurant un impact positif sur le réseau électrique. L'éolienne amène un degré supplémentaire dans la maitrise de l'énergie, permettant une meilleure adéquation entre production locale et besoins énergétiques, grâce à sa production, notamment nocturne. Dans la suite de ces travaux, l'intégration d'un système de stockage sera prise en compte, afin de pallier l'intermittence des sources de production décentralisées.

4.2. GESTION DES RESSOURCES ENERGETIQUES AVEC SYSTEME DE STOCKAGE

4.2.1. APPLICATION AU MICRO-RÉSEAU CONSIDÉRÉ ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE

La deuxième stratégie de gestion des ressources énergétiques s'appuyant sur des systèmes de production et de stockage locaux (chapitre 2 section 11.2, Figure 28) est appliquée au micro-réseau considéré, en prenant en compte, là aussi, les différents paramètres (niveau d'isolation thermique de l'habitat, températures de consigne, pilotage de charges) présentés dans le Tableau 10. Pour chacun de ces cas, différentes configurations, basées sur le dimensionnement des systèmes de production (panneaux photovoltaïques, avec ou sans éolienne) et de stockage maximisant le critère J_{EnR} sont mises en avant. Comme nous avons pu le voir, afin d'appliquer cette approche de gestion des ressources énergétiques, un seuil réseau doit être défini afin de déterminer le critère d'état du réseau. Deux cas de figure sont envisagés, pour une période intermédiaire considérée comme période de pointe ou comme période creuse :

① *La période intermédiaire fait partie de la période creuse.* Le seuil réseau est alors fixé à 70 %. Ainsi, si l'état du réseau est supérieur (respectivement inférieur) au seuil, le critère d'état du réseau J_{res} est égal à 1 (période de pointe) (respectivement, égal à 0 (période creuse)).

② *La période intermédiaire fait partie de la période de pointe.* Le seuil réseau est alors fixé à 30 %. Ainsi, si l'état du réseau est supérieur (respectivement inférieur) au seuil, le critère d'état du réseau J_{res} est égal à 1 (période de pointe) (respectivement, égal à 0 (période creuse)).

Par conséquent, cette stratégie est appliquée pour les deux seuils réseaux, 70 % et 30 %, et chacun des cas considérés. Les différents résultats obtenus pour chacune des configurations sont présentés par les Tableaux 24 (critères de gestion énergétique) et 25 (critères d'impact réseau) pour un seuil réseau à 70 % et dans les Tableaux 26 et 27 pour un seuil réseau à 30 %. De plus, pour chacune des configurations remarquables obtenues, la même configuration, mais sans systèmes de stockage, cette configuration servant de référence, est également mentionnée.

TABLEAU 24. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE (SEUIL RÉSEAU À 70 %). CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario			PV (kWc)	Éolienne (kWc)	Batterie (kWh)	EnR_c (kWh)	EnR_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	E_{stock} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (€)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005 Pilotage	Sans	8	–	–	6803	5029	38958	–	57,50	14,87	8,55	−1955,55
			8	–	100	8584	2934	37174	1786	72,54	18,76	13,61	−1973,47
			8	18	–	18114	17442	27648	–	50,94	39,58	20,17	−524,17
			8	18	200	22605	12156	23161	4497	63,58	49,40	31,40	−634,29
		Avec	8	–	–	6587	5246	39159	–	55,66	14,40	8,01	−1954,66
			8	–	100	8443	3061	37298	1862	71,35	18,46	13,17	−1973,35
			8	20	–	18591	19600	27154	–	48,68	40,64	19,78	−435,39
			8	20	200	23283	14079	22468	4697	60,96	50,90	31,03	−483,48
	Tc affinée Pilotage	Sans	8	–	–	6900	4933	35236	–	58,61	16,38	9,55	−1746,59
			8	–	100	8653	2870	33480	1758	73,12	20,54	15,02	−1766,28
			8	15	–	16496	14514	25640	–	52,65	39,49	20,80	−607,14
			8	15	200	20873	9980	21268	4240	66,05	49,54	32,72	−651,37
		Avec	8	–	–	6688	5145	35432	–	56,52	15,88	8,97	−1745,63
			8	–	100	8515	2994	33600	1833	71,96	20,22	14,55	−1764,05
			8	15	–	16447	15155	25672	–	52,05	39,05	20,32	−606,18
			8	15	200	20754	10085	21370	4314	65,67	49,28	32,36	−650,43
Isolation RT2005	Tc RT2005 Pilotage	Sans	8	–	–	5632	6201	23743	–	47,60	19,17	9,13	−1011,08
			8	–	100	7988	3428	21381	2361	67,51	27,19	18,36	−1034,75
			7,4	11	–	12009	13434	17366	–	47,20	40,88	19,30	−226,64
			7,4	11	200	16290	8394	13089	4287	64,03	55,46	35,51	−270,62
		Avec	8	–	–	5391	6442	23939	–	45,56	18,38	8,37	−1008,46
			8	–	100	7834	3567	21490	2448	66,20	26,71	17,68	−1033,04
			7,9	11	–	11923	14259	17406	–	45,54	40,65	18,48	−181,38
			7,9	11	200	16404	8985	12929	4486	62,65	55,93	35,04	−227,37
	Tc affinée Pilotage	Sans	8	–	–	5673	6160	21458	–	47,94	20,91	10,03	−881,74
			8	–	100	8028	3388	19097	2359	67,84	29,59	20,07	−905,39
			7,8	10	–	11468	13249	15663	–	46,40	42,27	19,61	−139,15
			7,8	10	200	15759	8197	11377	4296	63,76	58,08	37,03	−183,27
		Avec	8	–	–	5440	6393	21645	–	45,97	20,08	9,23	−879,07
			8	–	100	7879	3523	19200	2444	66,58	29,09	19,37	−903,62
			8	10	–	11305	13707	15779	–	45,20	41,74	18,87	−119,43
			8	10	200	15727	8501	11361	4427	62,88	58,07	36,51	−164,83

TABLEAU 25. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE (SEUIL RÉSEAU À 70 %). CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU.

Type de scénario			Puissance PV installée (kWc)	Puissance éolienne installée (kWc)	Capacité de la batterie (kWh)	I_{inj}	I_{sout}	I_g
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005	Sans pilotage	8	–	–	777	10150	10927
			8	–	100	1158	9838	10996
			8	18	–	−800	6967	6168
			8	18	200	793	5535	6328
		Avec pilotage	8	–	–	843	10615	11459
			8	–	100	1233	10285	11518
			8	20	–	−1021	7192	6171
			8	20	200	633	5630	6264
	Tc affinée	Sans pilotage	8	–	–	775	8687	9462
			8	–	100	1148	8389	9537
			8	15	–	−535	6031	5496
			8	15	200	982	4711	5694
		Avec pilotage	8	–	–	840	9139	9980
			8	–	100	1222	8822	10044
			8	15	–	−404	6418	6014
			8	15	200	1100	5014	6114
Isolation RT2005	Tc RT2005	Sans pilotage	8	–	–	773	6801	7574
			8	–	100	1318	6390	7708
			7,4	11	–	−172	4764	4592
			7,4	11	200	1298	3543	4841
		Avec pilotage	8	–	–	3702	−2002	1699
			8	–	100	1401	6562	7963
			7,9	11	–	6177	−1624	4552
			7,9	11	200	1487	3585	5072
	Tc affinée	Sans pilotage	8	–	–	778	5233	6011
			8	–	100	1323	4807	6130
			7,8	10	–	−191	3533	3342
			7,8	10	200	1298	2453	3751
		Avec pilotage	8	–	–	3675	−2682	993
			8	–	100	1404	5213	6616
			8	10	–	5860	−2202	3657
			8	10	200	1453	2694	4147

TABLEAU 26. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE (SEUIL RÉSEAU À 30 %). CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario			PV (kWc)	Éolienne (kWc)	Batterie (kWh)	EnR_c (kWh)	EnR_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	E_{stock} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (€)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	8	–	–	6803	5029	38958	–	57,50	14,87	8,55	−1955,55
			8	–	200	6861	4962	38913	70	57,99	14,99	8,69	−1956,88
			5,4	20	–	17847	17847	27914	–	51,96	39,00	20,27	−562,01
			5,4	20	200	19524	14526	26248	1685	56,84	42,66	24,25	−675,64
		Avec	8	–	–	6587	5246	39159	–	55,66	14,40	8,01	−1954,66
			8	–	200	6645	5178	39114	70	56,15	14,53	8,16	−1958,24
			5,3	20	–	17624	16574	28121	–	51,54	38,53	19,86	−665,57
			5,3	20	200	19263	14645	26493	1647	56,30	42,11	23,72	−683,92
	Tc affinée Pilotage	Sans	8	–	–	6900	4933	35236	–	58,61	16,38	9,55	−1746,59
			8	–	200	6955	4869	35195	67	58,78	16,51	9,70	−1747,90
			5,9	20	–	17514	17572	24622	–	49,92	41,56	20,75	−406,35
			5,9	20	200	19364	15395	22782	1858	55,19	45,96	25,36	−425,76
		Avec	8	–	–	6688	5145	35432	–	56,52	15,88	8,97	−1745,63
			8	–	200	6743	5081	35390	67	56,98	16,01	9,12	−1746,95
			5,8	20	–	17302	17636	24817	–	49,52	41,08	20,34	−413,92
			5,8	20	200	19110	15509	23020	1816	54,70	45,37	24,82	−432,93
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	7,4	–	–	5429	5517	23946	–	49,60	18,48	9,17	−1062,23
			7,4	–	200	5520	5410	23867	102	50,43	18,79	9,48	−1063,86
			3,5	17	–	12591	14991	16784	–	45,65	42,86	19,57	−103,34
			3,5	17	200	14329	12946	15058	1745	51,95	48,78	25,34	−121,68
		Avec	8	–	–	5391	6442	23939	–	45,56	18,38	8,37	−1008,46
			8	–	200	5496	6319	23846	116	46,44	18,74	8,70	−1010,20
			3,4	18	–	12632	16120	16697	–	43,93	43,07	18,92	−33,27
			3,4	18	200	14432	14001	14908	1807	50,20	49,21	24,70	−52,25
	Tc affinée Pilotage	Sans	8	–	–	5673	6160	21457	–	47,94	20,91	10,03	−915,84
			8	–	200	5777	6038	21366	114	48,82	21,29	10,39	−883,45
			3,8	16	–	11935	14773	15196	–	44,69	43,99	19,66	−24,38
			3,8	16	200	13763	12621	13378	1835	51,53	50,73	26,14	−43,64
		Avec	8	–	–	5440	6393	21645	–	45,97	20,08	9,23	−879,07
			8	–	200	5543	6272	21553	115	47,13	43,09	9,59	−880,79
			3,6	16	–	11694	14718	15391	–	44,27	43,17	19,11	−38,76
			3,6	16	200	13469	12629	13626	1782	50,99	49,73	25,36	−57,45

TABLEAU 27. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE (SEUIL RÉSEAU À 30 %). CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU.

Type de scénario			Puissance PV installée (kWc)	Puissance éolienne installée (kWc)	Capacité de la batterie (kWh)	I_{inj}	I_{sout}	I_g
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005	Sans pilotage	8	–	–	2977	−4727	−1751
			8	–	200	2997	−4708	−1711
			5,4	20	–	−1514	6834	5320
			5,4	20	200	6594	−3799	2795
		Avec pilotage	8	–	–	3124	−4256	−1133
			8	–	200	3144	−4237	−1092
			5,3	20	–	−1382	7221	5839
			5,3	20	200	6728	−3478	3250
	Tc affinée	Sans pilotage	8	–	–	2927	−5031	−2104
			8	–	200	2945	−5010	−2066
			5,9	20	–	−1768	5684	3916
			5,9	20	200	6863	−3768	3095
		Avec pilotage	8	–	–	3071	−4571	−1500
			8	–	200	3089	−4549	−1460
			5,8	20	–	−1629	6050	4422
			5,8	20	200	6996	−3478	3519
Isolation RT2005	Tc RT2005	Sans pilotage	7,4	–	–	3153	−2290	863
			7,4	–	200	3187	−2260	927
			3,5	17	–	4437	−2101	2336
			3,5	17	200	5670	−1923	3747
		Avec pilotage	8	–	–	3702	−2002	1700
			8	–	200	3742	−1968	1774
			3,4	18	–	981	−2886	−1905
			3,4	18	200	6076	−1780	4296
	Tc affinée	Sans pilotage	8	–	–	3518	−3119	399
			8	–	200	3557	−3085	472
			3,8	16	–	4161	−2790	1371
			3,8	16	200	5485	−2472	3013
		Avec pilotage	8	–	–	3675	−2682	993
			8	–	200	3714	−2646	1069
			3,6	16	–	4286	−2478	1808
			3,6	16	200	5556	−2228	3328

On constate, de manière générale, que le dimensionnement de la batterie est contraint par la capacité maximale qu'il est possible d'installer, soit 200 kWh, sauf dans le cas particulier d'un seuil réseau à 70 % et d'une production locale composée de panneaux photovoltaïques (pas d'éolienne). Dans ce cas, la capacité de la batterie est environ de 100 kWh. La puissance installée des systèmes de production (PV, avec ou sans éolienne) est plus importante dans le cas d'un dimensionnement des systèmes de production avec stockage que sans stockage. Ceci est dû à une augmentation de la consommation en raison des pertes dans la batterie ainsi qu'à la consommation, afin de maintenir l'énergie stockée à son seuil minimal. Par ailleurs, il est à noter que le pilotage de charges considéré dans ces travaux n'influe pas sur le dimensionnement des systèmes de production. En effet, le pilotage ne modifie pas la consommation totale d'énergie, mais seulement son profil. La charge décalée de la période de pointe vers la période creuse étant faible, il n'y a pas d'influence sur le dimensionnement des systèmes de production. En revanche, une amélioration du niveau d'isolation permet de réduire la puissance installée des systèmes de

production locaux, en raison de la diminution de la consommation d'énergie. D'autre part, une régulation de température intérieure fondée sur un scénario d'occupation affiné augmente la puissance installée des panneaux et des éoliennes, sauf dans le cas d'un seuil réseau à 70 % et d'une isolation type « années 1980 ». Dans ce cas, la puissance éolienne installée est réduite. Ceci est dû à l'augmentation de la quantité d'énergie consommée pendant la journée, notamment au cours des périodes de fort ensoleillement, bien que la consommation d'énergie totale soit réduite. De plus, pour un seuil réseau à 70 %, le dimensionnement des systèmes de production aboutit à des puissances installées bien plus importantes que pour un seuil réseau à 30 %.

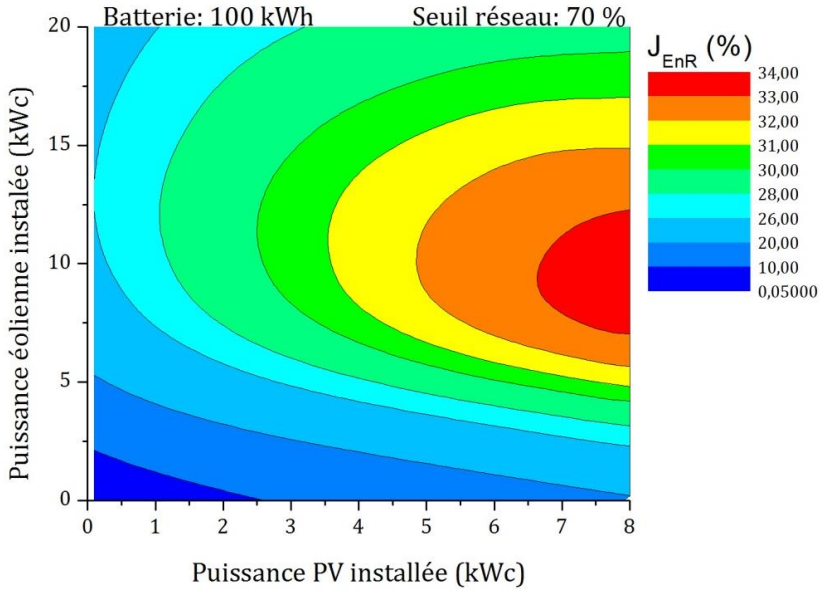


FIGURE 60. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR LE CRITÈRE J_{EnR}, POUR UNE BATTERIE DE 100 KWH ET UN SEUIL RÉSEAU DE 70 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

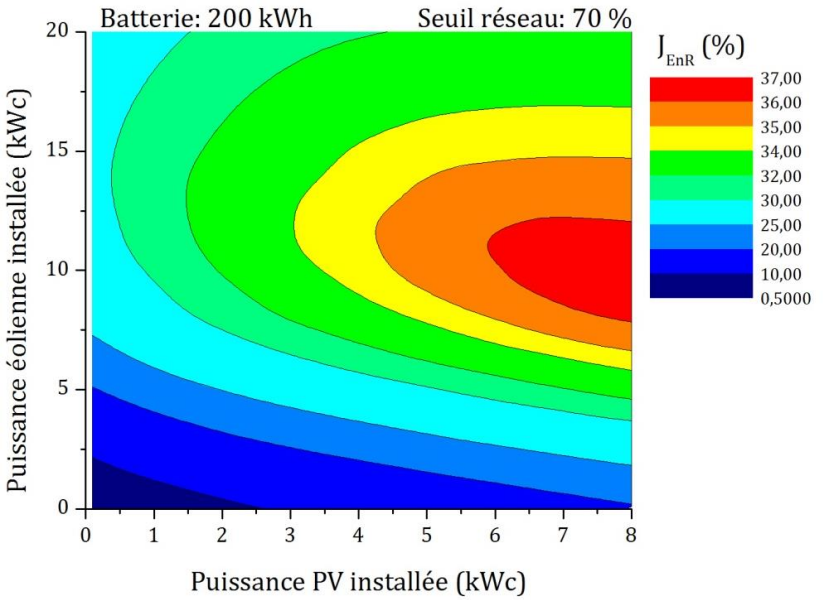


FIGURE 61. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR LE CRITÈRE J_{EnR}, POUR UNE BATTERIE DE 200 KWH ET UN SEUIL RÉSEAU DE 70 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

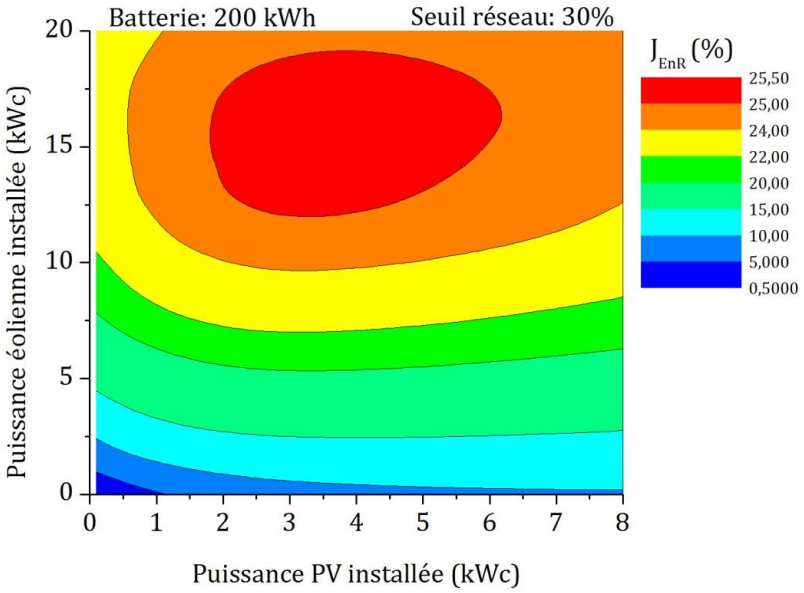


FIGURE 62. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR LE CRITÈRE J_{EnR}, POUR UNE BATTERIE DE 200 KWH ET UN SEUIL RÉSEAU DE 30 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

On reprend comme exemple le modèle d'habitat suivant : une isolation type RT2005, une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et un pilotage de charges. Le dimensionnement optimal des systèmes de production et de stockage s'appuie sur la maximisation du critère J_{EnR}. Ainsi, pour un seuil réseau à 70 %, le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage aboutit, d'une part, à une puissance PV installée de 8 kWc et une capacité de batterie de 100 kWh (Figure 60) et, d'autre part, à une puissance PV installée de 8 kWc, une puissance éolienne de 10 kWc et une capacité de batterie de 200 kWh (Figure 61). Pour un seuil réseau à 30 %, le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage aboutit, d'une part, à une puissance PV installée de 8 kWc et une capacité de batterie de 200 kWh et, d'autre part, à une puissance PV installée de 3,6 kWc, une puissance éolienne de 16 kWc et une capacité de batterie de 200 kWh (Figure 62).

4.2.2. ANALYSE DE L'APPROCHE DE GESTION (SEUIL RÉSEAU À 70 %)

Dans un premier temps, une analyse comparative des résultats obtenus pour un seuil réseau à 70 %, caractéristique d'un réseau très demandeur, est présentée dans les Tableaux 28 et 29. Une première comparaison est réalisée entre la configuration obtenue pour un dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques et de la batterie et la même configuration mais sans système de stockage (PV + batterie vs. PV). Une deuxième comparaison est présentée entre la configuration obtenue pour un dimensionnement optimal des systèmes de production (PV et éolienne) et de stockage et la même configuration mais sans système de stockage (PV + éolienne + batterie vs. PV + éolienne). De manière générale, on constate qu'un juste dimensionnement des systèmes de production (avec ou sans éolienne) et de stockage permet d'améliorer l'utilisation de l'énergie, sur la base d'une augmentation du taux de couverture EnR et de l'autoconsommation. En effet, la quantité d'énergie autoconsommée augmente d'environ 25 % (respectivement 40 %), ce qui permet de réduire la quantité d'énergie soutirée au réseau d'environ 5 % (respectivement 10 %) pour une isolation type « années 1980 » (respectivement pour une isolation type RT2005), sans éolienne.

Par ailleurs, le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage permet également de réduire la quantité d'énergie injectée sur le réseau électrique d'environ 40 % pour une isolation type « années 1980 » et d'environ 45 % pour une isolation type RT2005, sans éolienne. Les mêmes observations sont possibles avec une éolienne. Les profils de gestion de l'énergie mettent bien en évidence cet état de fait.

TABLEAU 28. ETUDE COMPARATIVE DES CONFIGURATIONS OBTENUES SUR LA BASE DU JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE ET DES CONFIGURATIONS SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (SEUIL RÉSEAU À 70%). CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario			Systèmes	EnR_c (%)	E_{inj} (%)	E_{EDF} (%)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (%)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 26,18	↘ 41,66	↘ 4,58	↗ 26,16	↗ 26,16	↗ 59,18	↗ 0,92
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 24,79	↘ 30,31	↘ 16,23	↗ 24,81	↗ 24,81	↗ 55,68	↗ 21,01
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 28,18	↘ 41,65	↘ 4,75	↗ 28,19	↗ 28,19	↗ 64,42	↗ 0,96
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 25,24	↘ 28,17	↘ 17,26	↗ 25,23	↗ 25,25	↗ 56,88	↗ 11,04
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 25,41	↘ 41,82	↘ 4,98	↗ 24,76	↗ 25,40	↗ 57,28	↗ 1,13
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 26,53	↘ 31,24	↘ 17,05	↗ 25,45	↗ 25,45	↗ 57,31	↗ 7,28
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 27,32	↘ 41,81	↘ 5,17	↗ 27,32	↗ 27,33	↗ 62,21	↗ 1,06
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 26,19	↘ 33,45	↘ 16,76	↗ 26,17	↗ 26,20	↗ 59,25	↗ 7,30
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 41,83	↘ 44,72	↘ 9,95	↗ 41,83	↗ 41,84	↗ 101,10	↗ 2,34
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 35,65	↘ 37,52	↘ 24,63	↗ 35,66	↗ 35,67	↗ 83,99	↗ 19,41
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 45,32	↘ 44,63	↘ 10,23	↗ 45,30	↗ 45,32	↗ 111,23	↗ 2,44
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 37,58	↘ 36,99	↘ 25,72	↗ 37,57	↗ 37,59	↗ 89,61	↗ 25,36
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 41,51	↘ 45,00	↘ 11,00	↗ 41,51	↗ 41,51	↗ 100,10	↗ 2,68
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 37,42	↘ 38,13	↘ 27,36	↗ 37,41	↗ 37,40	↗ 88,83	↗ 31,71
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 44,83	↘ 44,89	↘ 11,30	↗ 44,83	↗ 44,87	↗ 109,86	↗ 2,79
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 39,12	↘ 37,98	↘ 28,00	↗ 39,12	↗ 39,12	↗ 93,48	↗ 38,01

Les courbes de gestion de l'énergie obtenues pour les différentes configurations, sur la base de l'exemple considéré précédemment (à savoir un habitat avec un niveau d'isolation thermique type RT2005, une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et un pilotage de charges) et un seuil réseau à 70 %, sont présentées par les Figures 64 (juste dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques et de la batterie) et 66 (juste dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques, de l'éolienne et de la batterie). Les mêmes configurations, mais sans système de stockage, sont également présentées par les Figures 63 et 65. Si l'on compare les différentes courbes de gestion obtenues pour un juste

dimensionnement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage aux courbes de gestion obtenues pour un juste dimensionnement des panneaux mais sans stockage de l'énergie, on constate bien une augmentation de l'énergie autoconsommée en corrélation avec le déstockage de l'énergie contenue dans la batterie, plus particulièrement l'été, période où la production est plus importante et les interactions avec la batterie plus nombreuses. Une diminution de la quantité d'énergie injectée sur le réseau est également observée, en corrélation avec les périodes de stockage. Enfin, si l'on compare les courbes de gestion obtenues pour un juste dimensionnement des panneaux, de l'éolienne et du système de stockage aux courbes obtenues sans stockage d'énergie, on constate une augmentation de la quantité d'énergie autoconsommée, en corrélation avec le déstockage de l'énergie contenue dans la batterie, et une diminution de la quantité d'énergie injectée, en corrélation avec les périodes de stockage. L'utilisation du système de stockage permet donc de réduire fortement la quantité d'énergie soutirée au réseau et même de supprimer complètement ce phénomène de soutirage sur des périodes relativement longues, plus particulièrement au cours de l'été.

TABLEAU 29. ETUDE COMPARATIVE DES CONFIGURATIONS OBTENUES SUR LA BASE DU JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE ET DES CONFIGURATIONS SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (SEUIL RÉSEAU À 70%). CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU.

Type de scénario			Systèmes	I_{inj} (%)	I_{sout} (%)	I_g (%)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 49,03	↘ 3,07	↗ 0,63
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 199,13	↘ 20,55	↗ 2,59
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 46,26	↘ 3,11	↗ 0,51
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 162,00	↘ 21,72	↗ 1,51
	Tc affinée	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 48,13	↘ 3,43	↗ 0,79
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 283,56	↘ 21,89	↗ 3,60
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 45,48	↘ 3,47	↗ 0,64
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 372,28	↘ 21,88	↗ 1,66
Isolation RT2005	Tc RT2005	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 70,50	↘ 6,04	↗ 1,77
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 854,65	↘ 25,63	↗ 5,42
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↘ 62,16	↗ 427,77	↗ 368,69
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↘ 75,93	↗ 320,75	↗ 11,42
	Tc affinée	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 70,05	↘ 8,14	↗ 1,98
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 779,58	↘ 30,57	↗ 12,24
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↘ 61,80	↘ 294,37	↗ 566,26
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↘ 75,20	↘ 222,34	↗ 13,40

Le dimensionnement des systèmes de production et de stockage joue par conséquent sur l'interaction entre le bâtiment et le réseau électrique. On remarque ainsi que pour un juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage, l'impact en soutirage diminue mais est compensé par l'augmentation de l'impact en injection. Par conséquent, l'impact global est amélioré. Par ailleurs, on constate que le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage ne permet pas de réduire la facture énergétique.

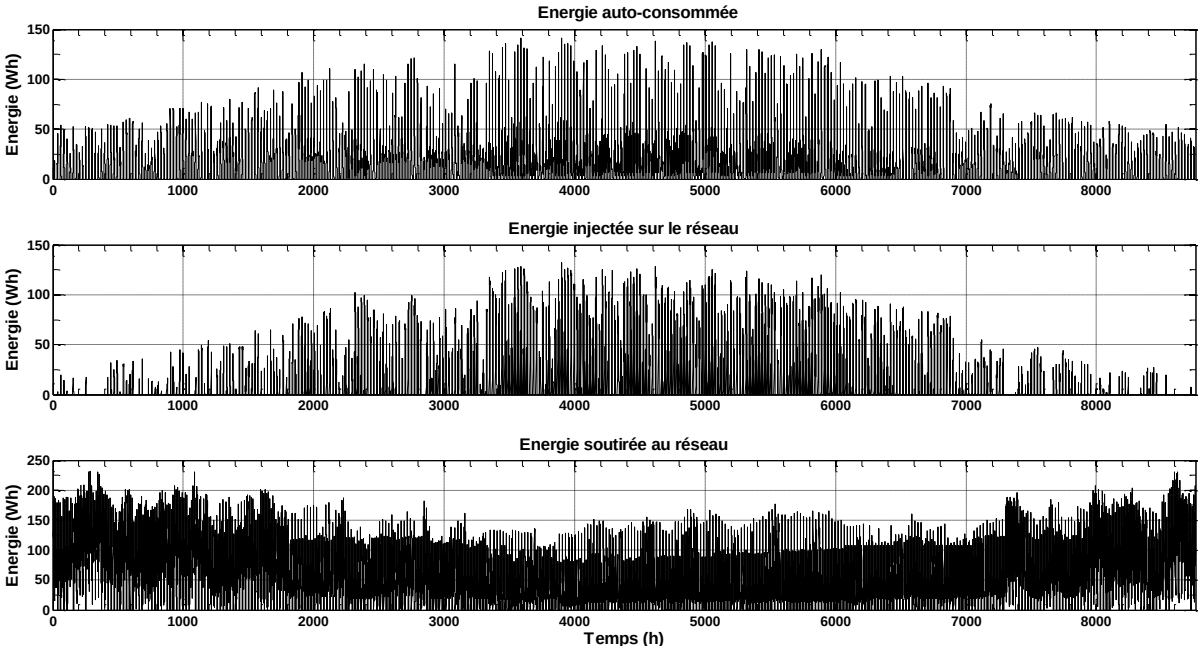


FIGURE 63. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 8 KWC, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

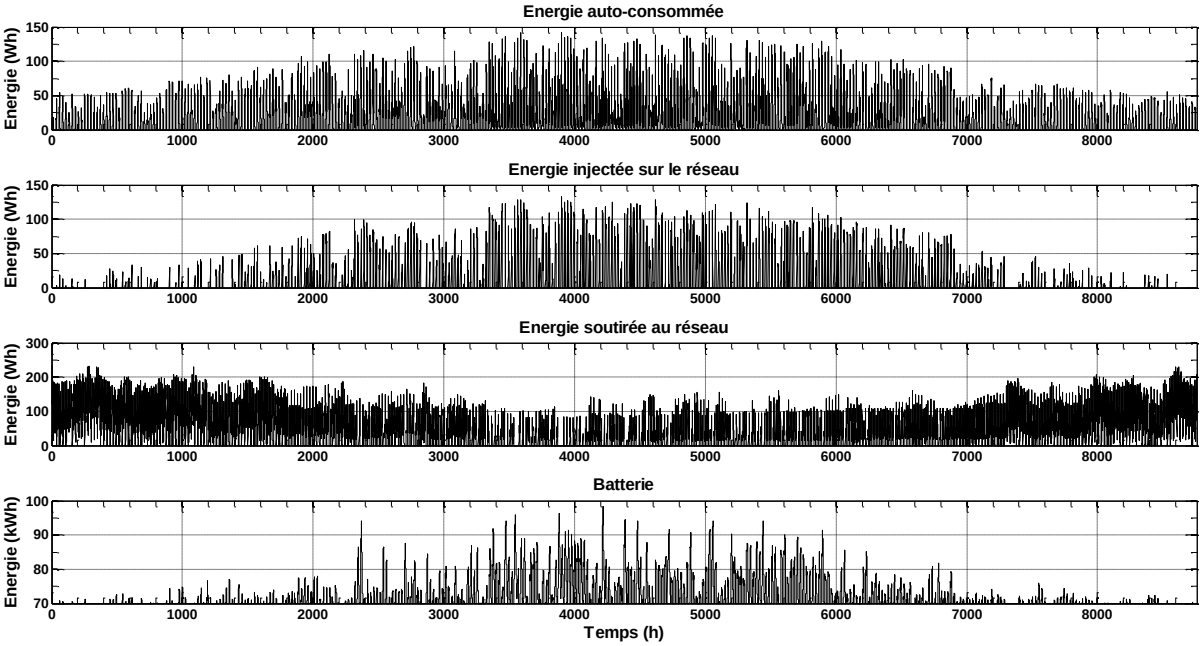


FIGURE 64. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 8 KWC ET UNE BATTERIE DE 100 KWH, SEUIL RÉSEAU À 70 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

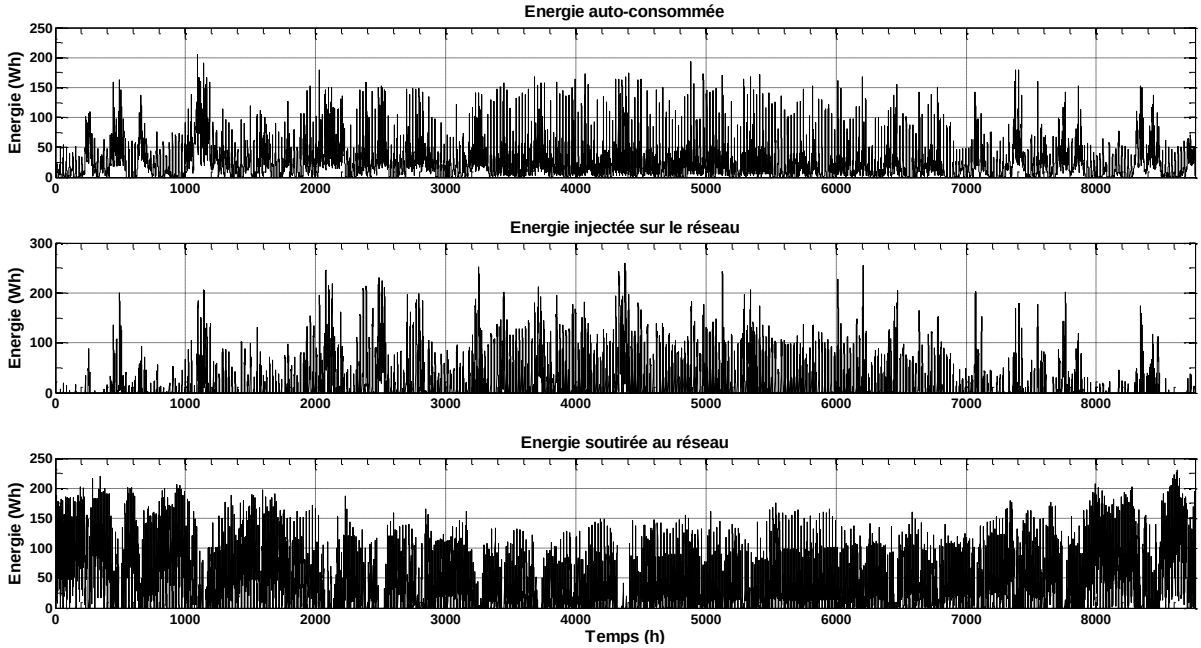


FIGURE 65. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 8 KWC, UNE PUISSANCE ÉOLIENNE DE 10 KWC, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

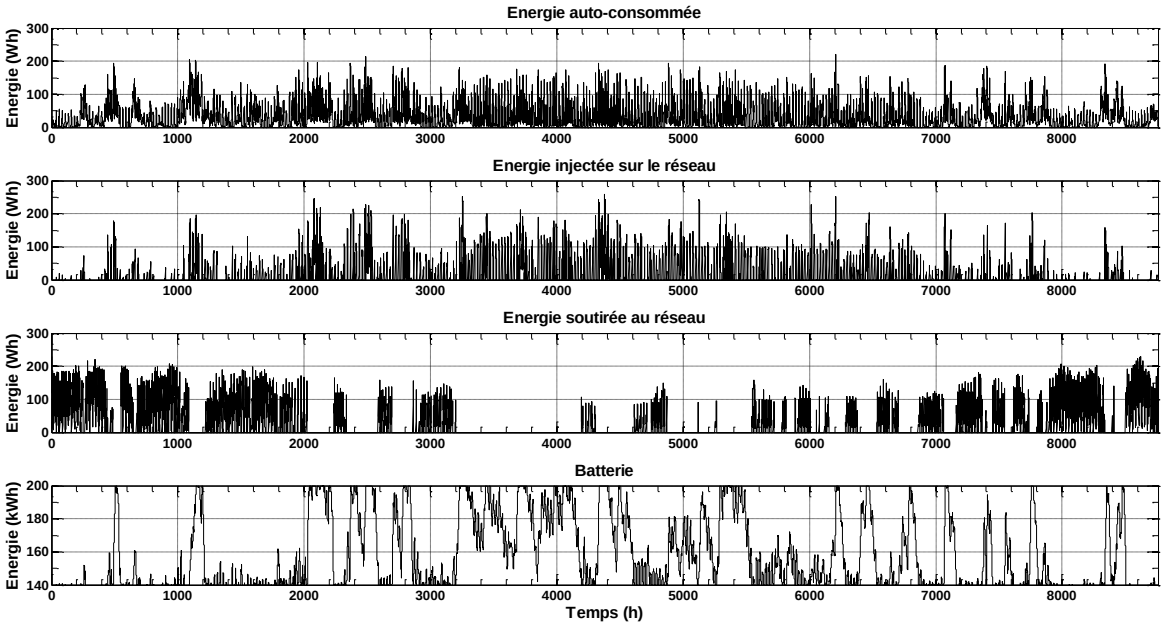


FIGURE 66. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 8 KWC, UNE PUISSANCE ÉOLIENNE DE 10 KWC ET UNE BATTERIE DE 200 KWH, SEUIL RÉSEAU À 70 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.2.3. ANALYSE DE L'APPROCHE DE GESTION (SEUIL RÉSEAU À 30 %)

Dans un deuxième temps, une analyse comparative des différents résultats obtenus pour un seuil réseau à 30 %, caractéristique d'un réseau peu demandeur, est présentée dans les Tableaux 30 et 31. Est réalisée une comparaison entre les configurations obtenues en cas de juste dimensionnement des panneaux photovoltaïques, seuls ou conjointement à l'éolienne, et de la batterie et les mêmes configurations mais sans système de stockage.

TABLEAU 30. ETUDE COMPARATIVE DES CONFIGURATIONS OBTENUES SUR LA BASE DU JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE ET DES CONFIGURATIONS SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (SEUIL RÉSEAU À 30%). CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario			Systèmes	EnR_c (%)	E_{inj} (%)	E_{EDF} (%)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (%)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005 Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 0,85	↘ 1,33	↘ 0,12	↗ 0,85	↗ 0,81	↗ 1,64	↗ 0,07
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 9,40	↘ 18,61	↘ 5,97	↗ 9,39	↗ 9,38	↗ 19,63	↗ 20,22
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 0,88	↘ 1,30	↘ 0,11	↗ 0,88	↗ 0,90	↗ 1,87	↗ 0,18
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 9,30	↘ 11,64	↘ 5,79	↗ 9,24	↗ 9,29	↗ 19,44	↗ 2,76
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 0,80	↘ 1,30	↘ 0,12	↗ 0,29	↗ 0,79	↗ 1,57	↗ 0,08
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 10,56	↘ 12,39	↘ 7,47	↗ 10,56	↗ 10,59	↗ 22,22	↗ 4,78
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 0,82	↘ 1,24	↘ 0,12	↗ 0,81	↗ 0,82	↗ 1,67	↗ 0,08
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 10,45	↘ 12,06	↘ 7,24	↗ 10,46	↗ 10,44	↗ 22,03	↗ 4,59
Isolation RT2005	Tc RT2005 Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 1,68	↘ 1,94	↘ 0,33	↗ 1,67	↗ 1,68	↗ 3,38	↗ 0,15
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 13,80	↘ 13,64	↘ 10,28	↗ 13,80	↗ 13,81	↗ 29,48	↗ 17,75
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 1,95	↘ 1,91	↘ 0,39	↗ 1,93	↗ 1,96	↗ 3,94	↗ 0,17
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 14,25	↘ 13,15	↘ 10,71	↗ 14,27	↗ 14,26	↗ 30,55	↗ 57,05
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie vs. PV	↗ 1,83	↘ 1,98	↘ 0,42	↗ 1,84	↗ 1,82	↗ 3,59	↗ 3,54
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 15,32	↘ 14,57	↘ 11,96	↗ 15,31	↗ 15,32	↗ 32,96	↗ 79,00
		Avec	PV+batterie vs. PV	↗ 1,89	↘ 1,89	↘ 0,43	↗ 2,52	↗ 114,59	↗ 3,90	↗ 0,20
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 15,18	↘ 14,19	↘ 11,47	↗ 15,18	↗ 15,20	↗ 32,71	↗ 48,22

TABLEAU 31. ETUDE COMPARATIVE DES CONFIGURATIONS OBTENUES SUR LA BASE DU JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE ET DES CONFIGURATIONS SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (SEUIL RÉSEAU À 30%). CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU.

Type de scénario			Systèmes	I_{inj} (%)	I_{sout} (%)	I_g (%)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 0,67	↘ 0,40	↗ 2,28
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 535,54	↘ 155,59	↘ 47,46
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 0,64	↘ 0,45	↗ 3,62
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 586,83	↘ 148,17	↗ 44,34
	Tc affinée	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 0,61	↘ 0,42	↗ 1,81
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 488,18	↘ 166,29	↗ 20,97
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 0,59	↘ 0,48	↗ 2,67
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 529,47	↘ 157,49	↗ 20,42
Isolation RT2005	Tc RT2005	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 1,08	↘ 1,31	↗ 7,42
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 27,79	↘ 8,47	↗ 60,40
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 1,08	↘ 1,70	↗ 4,35
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 519,37	↘ 38,32	↗ 325,51
	Tc affinée	Sans pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 1,11	↘ 1,09	↗ 18,30
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 31,82	↘ 11,40	↗ 119,77
		Avec pilotage	PV+batterie vs. PV	↗ 1,06	↘ 1,34	↗ 7,65
			PV+éolienne+batterie vs. PV+éolienne	↗ 29,63	↘ 10,09	↗ 84,07

De façon générale, on constate qu'un juste dimensionnement des systèmes de production (avec ou sans éolienne) et de stockage permet d'améliorer l'utilisation de l'énergie, comme en témoigne une augmentation du taux de couverture EnR et de l'autoconsommation. En effet, par exemple, la quantité d'énergie autoconsommée augmente d'environ 15 %, ce qui permet de réduire la quantité d'énergie soutirée au réseau d'environ 11 %, pour une isolation type RT2005 et en cas d'installation d'une éolienne. Par ailleurs, le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage permet également de réduire la quantité d'énergie injectée sur le réseau électrique d'environ 14 %, toujours pour une isolation type RT2005 et avec une éolienne. Les mêmes observations sont faites sans éolienne et pour une isolation type « années 1980 ». Les profils de gestion de l'énergie mettent bien en évidence ce constat.

Les courbes de gestion de l'énergie pour les différentes configurations étudiées, pour l'exemple considéré précédemment (à savoir, un habitat avec un niveau d'isolation thermique type RT2005, une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et un pilotage de charges) sont présentées, pour un seuil réseau à 30 %, par les Figures 68 (juste

dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques et de la batterie) et 70 (juste dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques, de l'éolienne et de la batterie). A titre de comparaison, et pour mettre en avant l'impact du stockage d'énergie électrique, les mêmes configurations, mais sans système de stockage, sont également présentées par les Figures 67 et 69. Si l'on compare les courbes de gestion obtenues pour les configurations « PV avec stockage » et « PV sans stockage », on constate une augmentation de la quantité d'énergie autoconsommée, en corrélation avec le déstockage de l'énergie contenue dans la batterie. Une diminution de la quantité d'énergie injectée sur le réseau est également observée, en corrélation avec les périodes de stockage. Si l'on compare maintenant les courbes de gestion obtenues pour les configurations « PV plus éolienne, avec stockage » et « PV plus éolienne, sans stockage », on constate là aussi une augmentation de la quantité d'énergie autoconsommée, en corrélation avec le déstockage de l'énergie contenue dans la batterie, et une diminution de la quantité d'énergie injectée sur le réseau, en corrélation avec les périodes de stockage de l'énergie. L'utilisation du système de stockage permet donc de réduire la quantité d'énergie soutirée au réseau, voire même de supprimer ce soutirage au cours de périodes relativement longues, plus particulièrement lors des pics de production éoliens. Le dimensionnement des systèmes de production et de stockage joue par conséquent sur l'interaction entre le bâtiment et le réseau électrique. On remarque que pour un juste dimensionnement de ces systèmes, l'impact en soutirage diminue mais est compensé par l'augmentation de l'impact en injection. Par conséquent l'impact global est amélioré. Par ailleurs, on constate que le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage ne permet pas de réduire la facture énergétique.

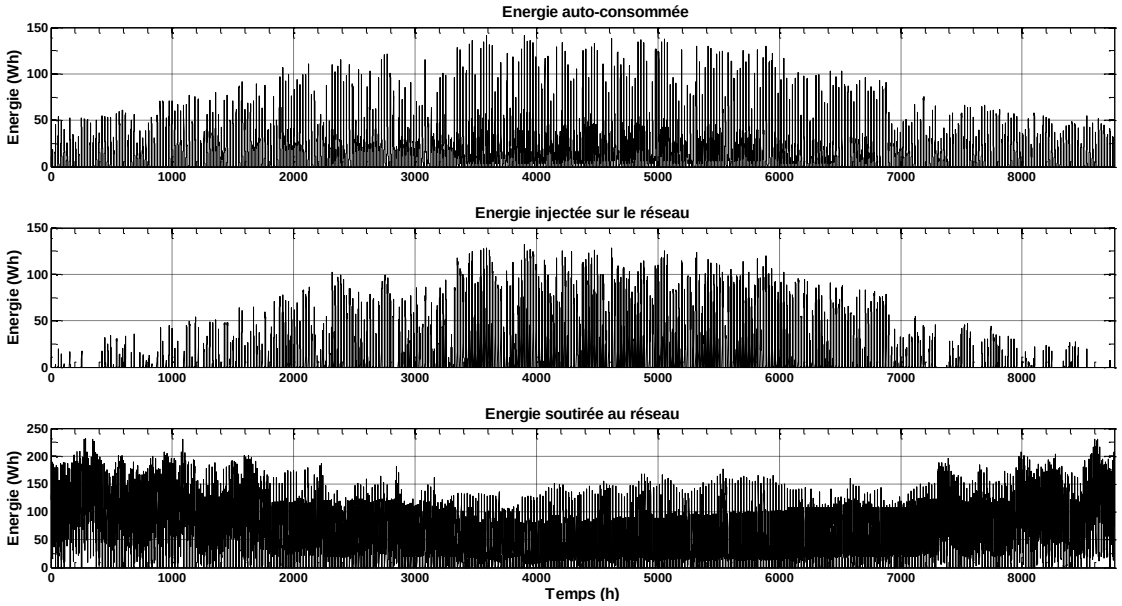


FIGURE 67. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 8 KWC, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

Le juste dimensionnement des systèmes de production intégrés au bâtiment (panneaux solaires photovoltaïques et éolienne) et de stockage a montré qu'il était possible de favoriser l'autoconsommation et d'obtenir un bon taux de couverture EnR, tout en assurant un impact positif sur le réseau électrique, mais ne permet pas de réduire les coûts économiques. L'impact de la batterie est ici limité en raison de ses caractéristiques (volume maximal et donc énergie

maximale stockable limitée). Toutefois, elle permet, dans une certaine mesure, de pallier l'intermittence de la production locale et de mieux gérer l'énergie. Par conséquent, une approche de gestion prédictive est testée par la suite afin d'affiner cette stratégie, et en particulier l'utilisation du système de stockage. Cette nouvelle approche permettra de considérer la période intermédiaire tantôt comme une période de pointe, tantôt comme une période creuse, sur la base de l'état du réseau à l'instant t et de son évolution à venir.

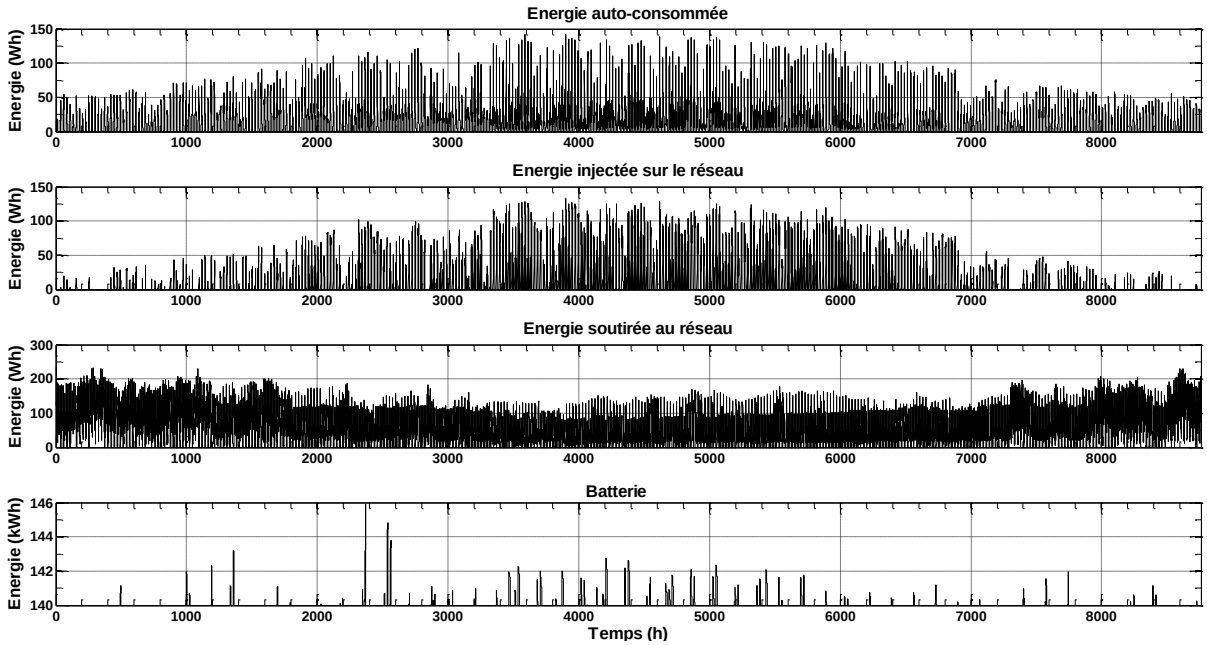


FIGURE 68. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UN JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE (PV : 8 KWC, BATTERIE : 200 KWH) ET UN SEUIL RÉSEAU À 30 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

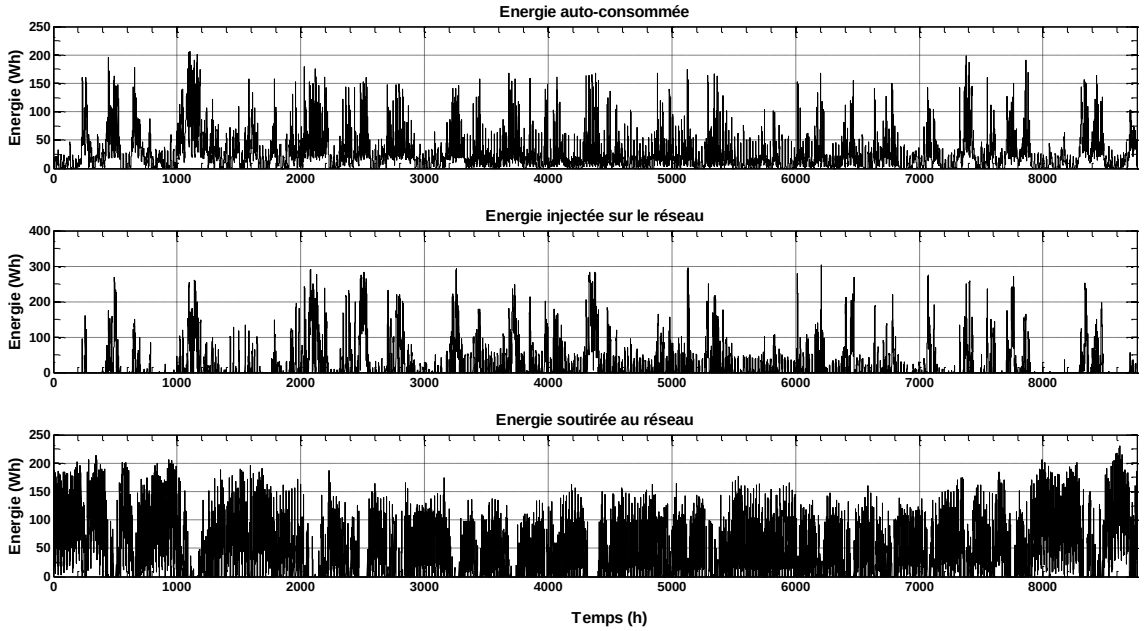


FIGURE 69. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 3,6 KWC, UNE PUISSANCE ÉOLIENNE DE 16 KWC, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

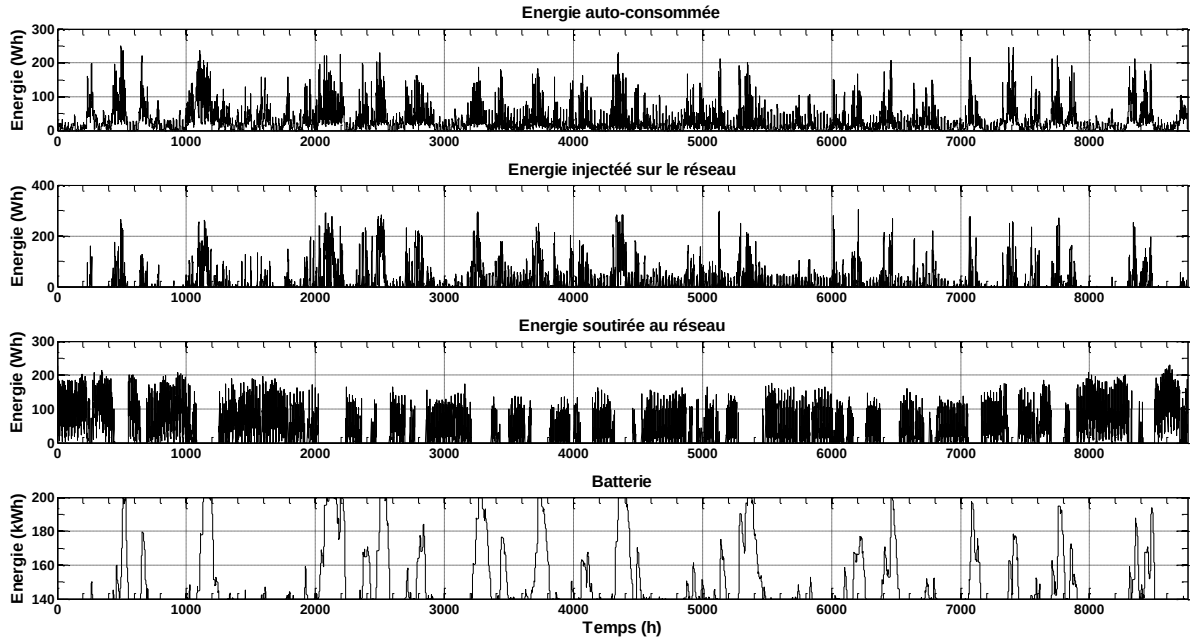


FIGURE 70. GESTION DE L'ÉNERGIE POUR UNE PUISSANCE PV INSTALLÉE DE 3,6 KWC,UNE PUISSANCE ÉOLIENNE DE 16 KWC ET UNE BATTERIE DE 200 KWH, SEUIL RÉSEAU À 30 % (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.3. GESTION PREDICTIVE DES RESSOURCES ENERGETIQUES

4.3.1. APPLICATION AU MICRO-RÉSEAU CONSIDÉRÉ ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE

Cette partie du manuscrit traite de la stratégie de gestion des ressources énergétiques basée sur des prédictions (chapitre 2, 11.3, Figures 29 à 31). Elle est appliquée au micro-réseau considéré, en prenant en compte les différents paramètres précédemment énoncés (niveau d'isolation thermique de l'habitat, températures de consigne, pilotage de charges) et présentés dans le Tableau 10. Pour chaque cas considéré, les configurations basées sur le dimensionnement des systèmes de production (panneaux photovoltaïques, avec ou sans éolienne) et de stockage (batterie) sont présentées. Les différents résultats obtenus sont présentés dans les Tableaux 32 et 33. De plus, pour chacune des configurations remarquables obtenues, la stratégie de gestion non prédictive, avec (pour les deux seuils réseau considérés, à savoir 30 % et 70 %) ou sans stockage d'énergie, est aussi appliquée, les résultats servant de référence. Les Tableaux 34 et 35 présentent les critères d'impact réseau (en injection, en soutirage et global), pour chaque cas considéré.

On constate, de façon générale, que le dimensionnement des systèmes de production (PV et éolienne) et de stockage obtenu avec une gestion prédictive est quasiment identique à celui obtenu avec une gestion non prédictive et un seuil réseau à 70 %. Le dimensionnement des panneaux photovoltaïques et de la batterie est identique mais la capacité du système de stockage est plus importante, entre 40 et 80 kWh supplémentaires. Par ailleurs, il est à noter que le pilotage de charges considéré dans ces travaux n'influe pas sur le dimensionnement des systèmes de production. En effet, le pilotage n'impacte pas la consommation totale d'énergie, seulement son profil. La quantité de charges décalée des périodes de pointe vers des périodes

creuses étant faible, il n'y a pas d'influence sur le dimensionnement des systèmes de production. En revanche, une amélioration du niveau d'isolation permet de réduire la puissance installée des systèmes de production locaux, en raison de la diminution de la consommation d'énergie. Une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné diminue la capacité de la batterie dans le cas d'une production PV (sans éolienne) et d'une isolation type « années 1980 ». Cette régulation diminue également la puissance de l'éolienne dans le cas d'une isolation type « années 1980 » mais n'a pas d'influence sur le dimensionnement pour une isolation de type RT2005.

TABLEAU 32. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PV) ET DE STOCKAGE. (1) APPROCHE PRÉDICTIVE. (2) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE. (3) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 70 %. (4) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 30 %. CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario				PV (kWc)	Batterie (kWh)	EnR_c (kWh)	EnR_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	E_{stock} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (€)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	1	8	180	8598	2919	37165	27037	72,66	18,79	13,65	−1973,87
			2	8	–	6803	5029	38958	–	57,50	14,87	8,55	−1955,55
			3	8	180	8583	2934	37179	1789	72,54	18,76	13,61	−1973,81
			4	8	180	6861	4962	38912	68	57,98	14,99	8,69	−1956,80
		Avec	1	8	190	8458	3046	37290	27683	71,48	18,49	13,21	−1973,75
			2	8	–	6587	5246	39159	–	55,66	14,40	8,01	−1954,66
			3	8	190	8442	3061	37305	1866	71,35	18,46	13,17	−1973,74
			4	8	190	6644	5179	39114	69	56,15	14,52	8,16	−1955,94
	Tc affinée Pilotage	Sans	1	8	140	8665	2857	33466	22697	73,23	20,57	15,06	−1764,22
			2	8	–	6900	4933	35236	–	58,61	16,38	9,55	−1746,59
			3	8	140	8652	2870	33482	1760	73,12	20,53	15,02	−1766,45
			4	8	140	6954	4869	35191	63	58,77	16,50	9,70	−1747,65
		Avec	1	8	150	8528	2981	33586	23444	72,07	20,25	14,59	−1763,96
			2	8	–	6688	5145	35432	–	56,52	15,88	8,97	−1745,63
			3	8	150	8515	2994	33604	1835	71,96	20,22	14,55	−1764,26
			4	8	150	6742	5081	35387	63	59,98	16,01	9,12	−1746,73
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	1	8	130	8011	3404	21367	17882	67,70	27,27	18,46	−1035,34
			2	8	–	5632	6201	23743	–	47,60	19,17	9,13	−1011,08
			3	8	130	7988	3428	21383	2362	67,50	27,19	18,36	−1034,89
			4	8	130	5736	6079	23647	111	48,47	19,53	9,46	−1013
		Avec	1	8	130	7856	3543	21475	18078	66,40	26,79	17,79	−1033,58
			2	8	–	5391	6442	23939	–	45,56	18,38	8,37	−1008,46
			3	8	130	7834	3567	21492	2449	66,20	26,71	17,68	−1034,35
			4	8	130	5494	6320	23842	111	49,43	18,73	8,70	−1009,91
	Tc affinée Pilotage	Sans	1	8	130	8049	3366	19081	16419	68,02	29,67	20,18	−905,78
			2	8	–	5673	6160	21458	–	47,94	20,91	10,03	−881,74
			3	8	130	8027	3388	19099	2360	67,84	29,59	20,07	−905,51
			4	8	130	5776	6040	21362	109	48,81	21,29	10,39	−883,16
		Avec	1	8	140	7900	3500	19185	16873	66,76	29,17	19,47	−904,04
			2	8	–	5440	6393	21645	–	45,97	20,08	9,23	−879,07
			3	8	140	7878	3522	19203	2445	66,58	29,09	19,37	−904,83
			4	8	140	5543	6272	21550	111	46,84	20,46	9,59	−880,54

TABLEAU 33. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PV ET ÉOLIENNE) ET DE STOCKAGE. (1) APPROCHE PRÉDICTIVE. (2) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE. (3) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 70 %. (4) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 30 %. CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario				PV (kWc)	Éolienne (kWc)	Batterie (kWh)	EnR_c (kWh)	EnR_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	E_{stock} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (€)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	1	8	17	200	22110	11359	23662	20797	64,58	48,32	31,20	−709,11
			2	8	17	–	17754	16484	28007	–	51,86	38,80	20,12	−591,86
			3	8	17	200	22175	11281	23591	4427	64,77	48,46	31,38	−709,52
			4	8	17	200	19204	14777	26567	1458	56,09	41,97	23,54	−679,54
		Avec	1	8	18	200	22410	12354	23349	20593	63,03	48,99	30,88	−633,72
			2	8	18	–	17917	17639	27829	–	50,39	39,17	17,74	−587,32
			3	8	18	200	22486	12262	23265	4575	63,24	49,15	31,08	−634,18
			4	8	18	200	19422	15868	26334	1513	54,62	42,46	23,19	−603,92
	Tc affinée Pilotage	Sans	1	8	15	200	20811	10055	21332	19091	65,85	49,39	32,53	−649,97
			2	8	15	–	16496	14514	25640	–	52,65	39,49	20,79	−607,14
			3	8	15	200	20873	9980	21268	4240	66,05	49,54	32,72	−651,37
			4	8	15	200	18048	13304	24098	1417	57,11	42,83	24,46	−622,09
		Avec	1	8	16	200	21124	11034	21004	18936	64,17	50,15	32,18	−574,61
			2	8	16	–	16490	15099	25629	–	51,07	39,91	20,38	−530,22
			3	8	16	200	21183	10964	20942	4378	64,35	50,29	32,36	−575,12
			4	8	16	200	18288	14371	23841	1485	55,55	43,42	24,12	−545,82
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	1	7,6	11	200	16388	8589	13001	14423	63,67	55,79	35,52	−220,98
			2	7,6	11	–	12057	13681	17318	–	46,85	41,05	19,23	−209,59
			3	7,6	11	200	16382	8590	12998	4330	63,65	55,77	35,50	−254,03
			4	7,6	11	200	13244	12284	16141	1195	51,46	45,09	23,20	−222,27
		Avec	1	7,9	11	200	16413	8980	12930	14539	62,69	55,96	35,08	−227,69
			2	7,9	11	–	11924	14259	17406	–	45,54	40,73	18,51	−181,38
			3	7,9	11	200	16404	8985	12929	4486	62,65	55,93	35,04	−227,65
			4	7,9	11	200	13084	12893	16256	1168	49,97	44,61	22,29	−193,79
	Tc affinée Pilotage	Sans	1	7,7	10	200	15711	8105	11430	13170	63,95	57,91	37,03	−191,64
			2	7,7	10	–	11443	13126	15688	–	46,57	42,18	19,64	−147,68
			3	7,7	10	200	15711	8101	11424	4274	63,95	57,91	37,03	−191,52
			4	7,7	10	200	12651	11704	14490	1216	51,49	46,63	24,01	−160,58
		Avec	1	8	10	200	15728	8504	11367	13272	62,88	58,07	36,51	−165,02
			2	8	10	–	11305	13707	15779	–	45,20	41,74	18,87	−119,43
			3	8	10	200	15727	8501	11361	4427	62,88	58,07	36,51	−165,02
			4	8	10	200	12476	12329	14618	1178	49,88	46,06	22,98	−131,93

TABLEAU 34. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PV) ET DE STOCKAGE. (1) APPROCHE PRÉDICTIVE. (2) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE. (3) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 70 %. (4) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 30 %. CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU.

Type de scénario				**PV (kWc)**	**Batterie (kWh)**	**Seuil réseau à 70 %**			**Seuil réseau à 30 %**		
						I_{inj}	I_{sout}	I_g	I_{inj}	I_{sout}	I_g
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005**	Sans pilotage	1	8	180	1155	21365	22521	2163	6996	9159
			2	8	–	777	10150	10927	2977	−4727	−1751
			3	8	180	1158	9840	10998	2173	−4096	−1923
			4	8	180	823	10148	10972	2997	−4708	−1711
		Avec pilotage	1	8	190	1231	21708	22938	2268	7375	9642
			2	8	–	843	10615	11459	3124	−4256	−1133
			3	8	190	1233	10287	11520	2278	−3604	−1327
			4	8	190	890	10615	11504	3144	−4237	−1092
	Tc affinée	Sans pilotage	1	8	140	1147	18497	19644	2124	5334	7458
			2	8	–	775	8687	9462	2927	−5031	−2104
			3	8	140	1148	8390	9537	2132	−4405	−2273
			4	8	140	818	8689	9507	2945	−5009	−2065
		Avec pilotage	1	8	150	1221	18930	20150	2227	5825	8051
			2	8	–	840	9139	9980	3071	−4571	−1500
			3	8	150	1222	8823	10045	2235	−3926	−1691
			4	8	150	884	9143	10026	3089	−4549	−1460
Isolation RT2005	**Tc RT2005**	Sans pilotage	1	8	130	1316	12800	14116	2509	4636	7145
			2	8	–	778	5233	6011	3518	−3119	399
			3	8	130	1318	6390	7709	2524	−1415	1108
			4	8	130	859	6790	7649	3580	−2172	1407
		Avec pilotage	1	8	130	1399	12935	14334	2624	4763	7387
			2	8	–	773	6801	7574	3702	−2002	1700
			3	8	130	1401	6563	7963	2638	−1209	1430
			4	8	130	931	6998	7929	3742	−1968	1774
	Tc affinée	Sans pilotage	1	8	130	1250	11201	12451	2354	3609	5962
			2	8	–	778	5233	6011	3518	−3119	399
			3	8	130	1323	4808	6131	2503	−2344	159
			4	8	130	862	5224	6086	3558	−3085	473
		Avec pilotage	1	8	140	1402	11314	12715	2601	3839	6440
			2	8	–	3675	−2682	993	3675	−2682	993
			3	8	140	1404	5214	6617	2614	−1897	717
			4	8	140	932	5653	6585	3715	−2645	1069

TABLEAU 35. JUSTE DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES DE PRODUCTION (PV ET ÉOLIENNE) ET DE STOCKAGE. (1) APPROCHE PRÉDICTIVE. (2) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, SANS STOCKAGE D'ÉNERGIE. (3) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 70 %. (4) APPROCHE NON PRÉDICTIVE, AVEC STOCKAGE D'ÉNERGIE ET SEUIL À 30 %. CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU.

Type de scénario				PV (kWc)	Éolienne (kWc)	Batterie (kWh)	Seuil réseau à 70 %			Seuil réseau à 30 %		
							I_{inj}	I_{sout}	I_g	I_{inj}	I_{sout}	I_g
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005	Sans pilotage	1	8	17	200	878	13359	14237	5225	4324	9550
			2	8	17	–	−622	7054	6432	6396	−3617	2779
			3	8	17	200	933	5641	6575	5247	−3153	2094
			4	8	17	200	7299	6513	7299	−3579	−3579	3829
		Avec pilotage	1	8	18	200	860	13284	14143	5600	4434	10035
			2	8	18	–	−662	7361	6699	6845	−3182	3664
			3	8	18	200	923	5843	6766	5624	−2801	2822
			4	8	18	200	793	6780	7573	7880	−3181	4699
	Tc affinée	Sans pilotage	1	8	15	200	932	11854	12786	4719	3561	8281
			2	8	15	–	−535	6031	5496	5793	−3901	1892
			3	8	15	200	982	4711	5694	4737	−3399	1338
			4	8	15	200	839	5557	6397	6793	−3807	2986
		Avec pilotage	1	8	16	200	911	11741	12651	5085	3640	8724
			2	8	16	–	−581	6330	5749	6231	−3468	2763
			3	8	16	200	959	4889	5847	5100	−3066	2034
			4	8	16	200	853	5812	6665	7262	−3410	3852
Isolation RT2005	Tc RT2005	Sans pilotage	1	7,6	11	200	4550	2713	7453	1316	7625	8940
			2	7,6	11	–	−145	4762	4616	5762	−1812	3950
			3	7,6	11	200	1327	3525	4852	4561	−1219	3342
			4	7,6	11	200	1001	4368	5369	6859	−1734	4843
		Avec pilotage	1	7,9	11	200	1477	7600	9101	4848	2755	7604
			2	7,9	11	–	831	7012	7843	6177	−1624	4552
			3	7,9	11	200	1487	3585	5072	4860	−1098	3762
			4	7,9	11	200	1126	4525	5650	6959	−1573	5386
	Tc affinée	Sans pilotage	1	7,7	10	200	1266	6438	7704	4281	1981	6262
			2	7,7	10	–	−205	3535	3330	5424	−2596	2829
			3	7,7	10	200	1283	2461	3744	4298	−1815	2483
			4	7,7	10	200	973	3212	4185	6279	−2412	3867
		Avec pilotage	1	8	10	200	1434	6495	7929	4591	2105	6696
			2	8	10	–	−33	3897	3864	5860	−2202	3657
			3	8	10	200	1453	2694	4147	4611	−1526	3085
			4	8	10	200	1100	3552	4652	6672	−2077	4595

On reprend par la suite, comme modèle d'habitat, une isolation type RT2005, une régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et un pilotage de charges. Le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage est obtenu pour la maximisation du critère J_{EnR}. Ainsi, un premier dimensionnement remarquable des systèmes de production et de stockage est obtenu pour une puissance PV installée de 8 kWc et une capacité de batterie de 140 kWh (Figure 71). Un second dimensionnement remarquable des systèmes de production et de stockage est obtenu pour une puissance PV installée de 8 kWc, une puissance éolienne de 10 kWc et une capacité de batterie de 200 kWh (Figure 72). Sont analysés et comparés les résultats obtenus pour un juste dimensionnement des systèmes de production (PV, avec ou sans éolien) et de stockage, gérés grâce à l'approche prédictive, et les résultats obtenus pour la même configuration mais avec application de l'approche non prédictive, pour un seuil réseau à 70 % (Tableaux 36 et 37 pour les critères de gestion énergétique et d'impact réseau, respectivement).

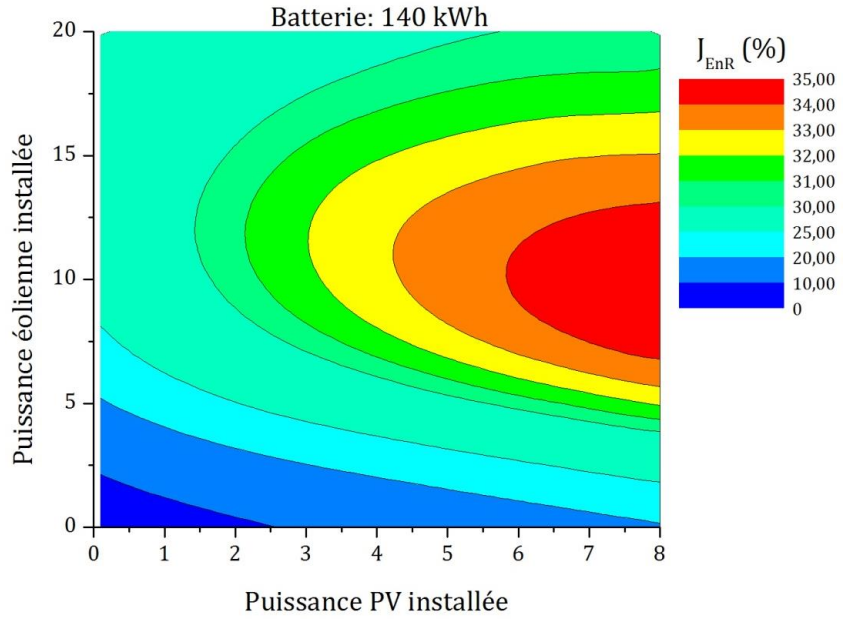


FIGURE 71. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR LE CRITÈRE J_{EnR} POUR UNE BATTERIE DE 140 KWH ET UNE GESTION PRÉDICTIVE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

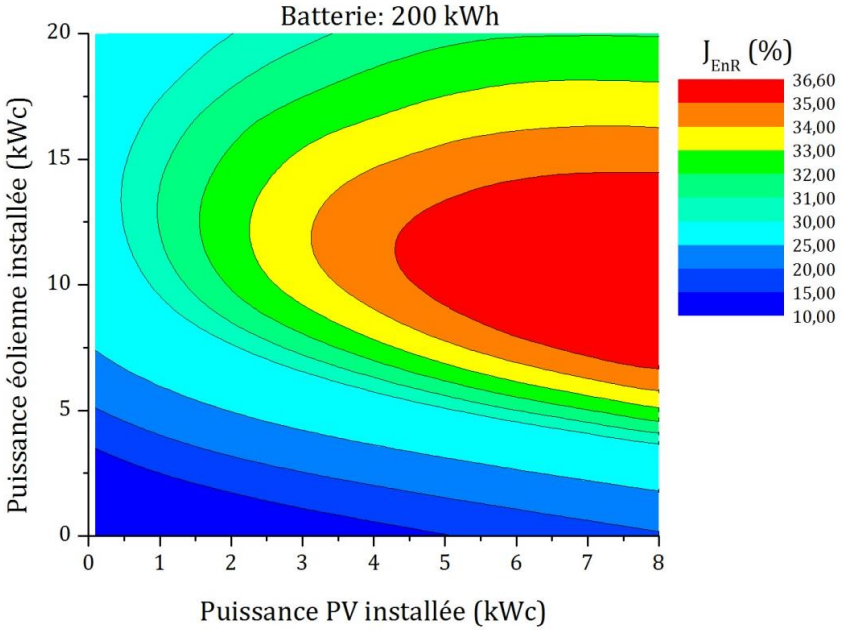


FIGURE 72. IMPACT DE LA PUISSANCE DES SYSTÈMES DE PRODUCTION INSTALLÉS (PV ET ÉOLIENNE) SUR LE CRITÈRE J_{EnR} POUR UNE BATTERIE DE 200 KWH ET UNE GESTION PRÉDICTIVE (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.3.2. Comparaison avec la gestion non prédictive (système de stockage, seuil réseau à 70 %)

Comme nous avons pu le voir, le dimensionnement des systèmes de production et de stockage avec gestion prédictive est similaire au dimensionnement obtenu pour une gestion non prédictive et un seuil réseau à 70 %. Si l'on compare la gestion de l'énergie pour ces deux dimensionnements, on constate que les quantités d'énergie autoconsommée, injectée et soutirée

sont quasiment identiques (les variations sont inférieures à 0,8 %). Seule la quantité d'énergie stockée diffère de façon significative, du fait d'une plus forte interaction avec la batterie lorsque la stratégie appliquée est prédictive. En effet, la quantité d'énergie stockée dans la batterie augmente entre 66 % et 94 %. Enfin, bien que la quantité d'énergie soutirée au réseau soit identique, une modification de son profil annuel est observée.

TABLEAU 36. APPROCHE PREDICTIVE VS. APPROCHE NON PRÉDICTIVE, POUR UN SEUIL RÉSEAU À 70 % (RÉFÉRENCE). CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario			Systèmes	EnR_c (%)	E_{inj} (%)	E_{EDF} (%)	E_{stock} (%)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (%)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005 Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 0,17	↘ 0,51	↘ 0,04	↗ 93,38	↗ 0,17	↗ 0,16	↗ 0,29	↗ 0,003
			PV+éolienne +batterie	↘ 0,29	↗ 0,69	↗ 0,30	↗ 78,71	↗ 0,29	↗ 0,29	↗ 0,58	↘ 0,06
		Avec	PV+batterie	↗ 0,19	↘ 0,49	↘ 0,04	↗ 93,26	↗ 0,18	↗ 0,16	↗ 0,30	↗ 0,001
			PV+éolienne +batterie	↘ 0,34	↗ 0,74	↗ 0,36	↗ 77,78	↗ 0,33	↗ 0,33	↗ 0,65	↘ 0,07
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 0,15	↘ 0,45	↘ 0,05	↗ 92,25	↗ 0,15	↗ 0,19	↗ 0,26	↘ 0,13
			PV+éolienne +batterie	↘ 0,30	↗ 0,75	↗ 0,30	↗ 77,79	↗ 0,30	↗ 0,30	↗ 0,58	↘ 0,22
		Avec	PV+batterie	↗ 0,15	↘ 0,43	↘ 0,05	↗ 92,17	↗ 0,15	↗ 0,15	↗ 0,27	↘ 0,02
			PV+éolienne +batterie	↘ 0,28	↗ 0,63	↗ 0,30	↗ 76,88	↗ 0,28	↗ 0,28	↗ 0,56	↘ 0,09
Isolation RT2005	Tc RT2005 Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 0,29	↘ 0,70	↘ 0,07	↗ 86,79	↗ 0,30	↗ 0,29	↗ 0,54	↗ 0,04
			PV+éolienne +batterie	↗ 0,04	↘ 0,01	↗ 0,02	↗ 69,98	↗ 0,03	↗ 0,04	↗ 0,06	↘ 14,96
		Avec	PV+batterie	↗ 0,28	↘ 0,67	↘ 0,08	↗ 86,45	↗ 0,30	↗ 0,30	↗ 0,62	↘ 0,07
			PV+éolienne +batterie	↗ 0,05	↘ 0,06	↗ 0,01	↗ 69,15	↗ 0,06	↗ 0,05	↗ 0,11	↗ 0,02
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 0,27	↘ 0,65	↘ 0,09	↗ 85,63	↗ 0,27	↗ 0,27	↗ 0,55	↗ 0,03
			PV+éolienne +batterie	↗ 0,00	↗ 0,05	↗ 0,05	↗ 67,55	↗ 0,00	↗ 0,000	↗ 0,00	↗ 0,06
		Avec	PV+batterie	↗ 0,28	↘ 0,63	↘ 0,09	↗ 85,51	↗ 0,27	↗ 0,27	↗ 0,51	↘ 0,09
			PV+éolienne +batterie	↗ 0,01	↗ 0,04	↗ 0,05	↗ 66,64	↗ 0,00	↗ 0,00	↗ 0,00	↗ 0,00

Les courbes de gestion prédictive de l'énergie obtenues pour les différentes configurations étudiées et l'habitat considéré (isolation thermique type RT2005, régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et pilotage de charges) sont présentées par la Figure 73, sur la base d'un juste dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques et de la batterie, et par la Figure 75 lorsque le dimensionnement concerne les panneaux solaires photovoltaïques, l'éolienne et la batterie. Les Figures 74 et 76 présentent les résultats obtenus pour les mêmes configurations mais en appliquant la stratégie de gestion non prédictive, pour un seuil réseau à 70 %. Les profils de l'énergie autoconsommée et injectée sont similaires. En revanche, avec une gestion prédictive, la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique augmente fortement en période hivernale et est majoritairement stockée afin de pouvoir répondre à la demande à venir. L'été, lorsque la gestion considérée est prédictive, la quantité d'énergie soutirée au réseau est très faible alors que la quantité d'énergie stockée dans la batterie est, globalement, un peu plus importante, du fait d'une meilleure gestion de la surproduction (le stockage permet de prévenir les pics de consommation).

TABLEAU 37. APPROCHE PREDICTIVE VS. APPROCHE NON PRÉDICTIVE, POUR UN SEUIL RÉSEAU À 70 % (RÉFÉRENCE). CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU (SEUILS À 30 ET 70%).

Type de scénario			Systèmes	Seuil réseau à 70%			Seuil réseau à 30%		
				I_{inj} (%)	I_{sout} (%)	I_g (%)	I_{inj} (%)	I_{sout} (%)	I_g (%)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV+batterie	↘ 0,26	↗ 53,94	↗ 51,17	↘ 0,46	↗ 158,55	↗ 121,00
			PV+éolienne +batterie	↘ 6,26	↗ 57,77	↗ 53,82	↘ 0,42	↗ 172,92	↗ 78,07
		Avec	PV+batterie	↘ 0,16	↗ 52,61	↗ 49,78	↘ 0,44	↗ 148,87	↗ 113,76
			PV+éolienne +batterie	↘ 7,33	↗ 56,01	↗ 52,16	↘ 0,43	↗ 163,17	↗ 71,88
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↘ 0,09	↗ 54,64	↗ 51,45	↘ 0,38	↗ 182,58	↗ 130,48
			PV+éolienne +batterie	↘ 5,36	↗ 60,26	↗ 55,47	↘ 0,38	↗ 195,45	↗ 83,84
		Avec	PV+batterie	↘ 0,08	↗ 53,39	↗ 50,15	↘ 0,36	↗ 167,40	↗ 121,00
			PV+éolienne +batterie	↘ 5,27	↗ 58,36	↗ 53,78	↘ 0,29	↗ 184,23	↗ 76,69
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV+batterie	↘ 0,15	↗ 50,08	↗ 45,39	↘ 0,60	↗ 130,52	↗ 84,49
			PV+éolienne +batterie	↗ 70,84	↘ 29,93	↗ 34,90	↘ 246,58	↗ 115,99	↗ 62,62
		Avec	PV+batterie	↘ 0,14	↗ 49,26	↗ 44,45	↘ 0,53	↗ 125,38	↗ 80,64
			PV+éolienne +batterie	↘ 0,68	↗ 52,83	↗ 44,27	↘ 0,25	↗ 139,85	↗ 50,53
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↘ 5,84	↗ 57,08	↗ 50,76	↘ 6,33	↗ 164,95	↗ 97,33
			PV+éolienne +batterie	↘ 1,34	↗ 61,77	↗ 51,40	↘ 0,40	↗ 191,62	↗ 60,35
		Avec	PV+batterie	↘ 0,14	↗ 53,92	↗ 47,96	↘ 0,50	↗ 149,41	↗ 88,87
			PV+éolienne +batterie	↘ 1,32	↗ 58,52	↗ 47,70	↘ 0,44	↗ 172,49	↗ 53,93

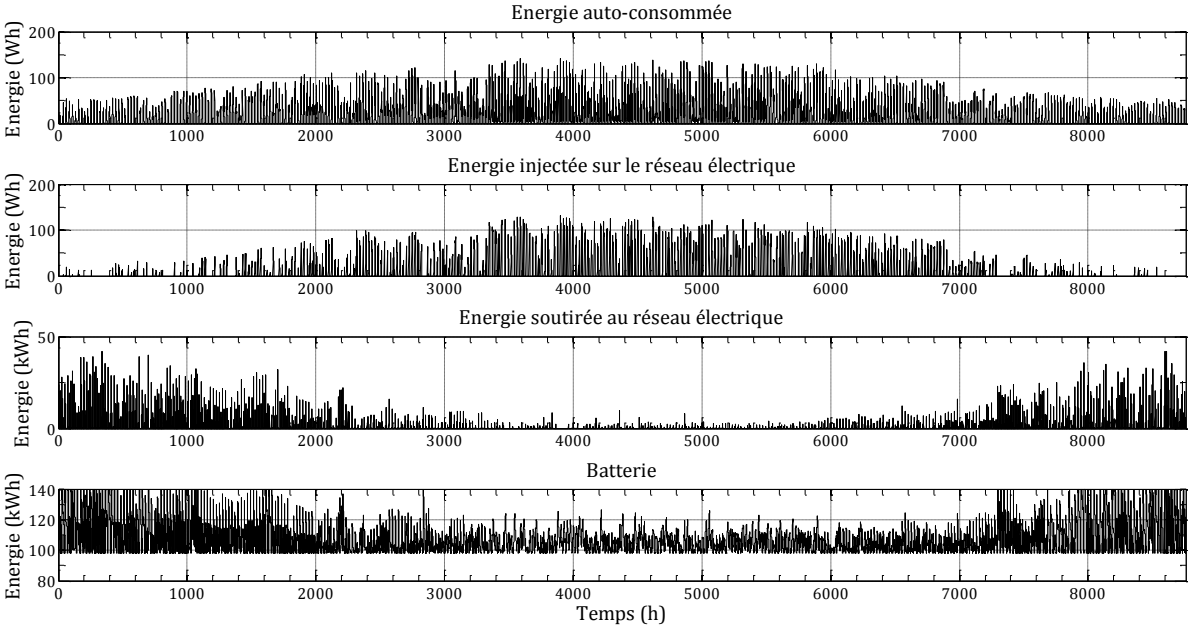


FIGURE 73. GESTION PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, BATTERIE : 140 KWH) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

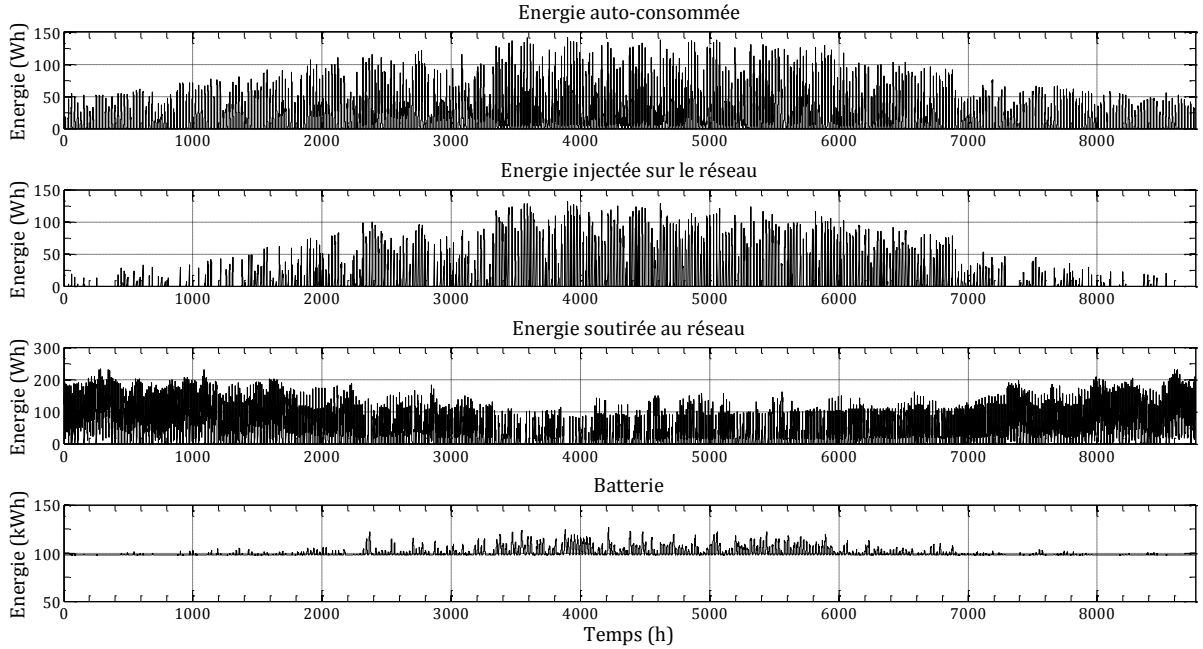


FIGURE 74. GESTION NON PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, BATTERIE : 140 KWH, SEUIL RÉSEAU À 70%) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

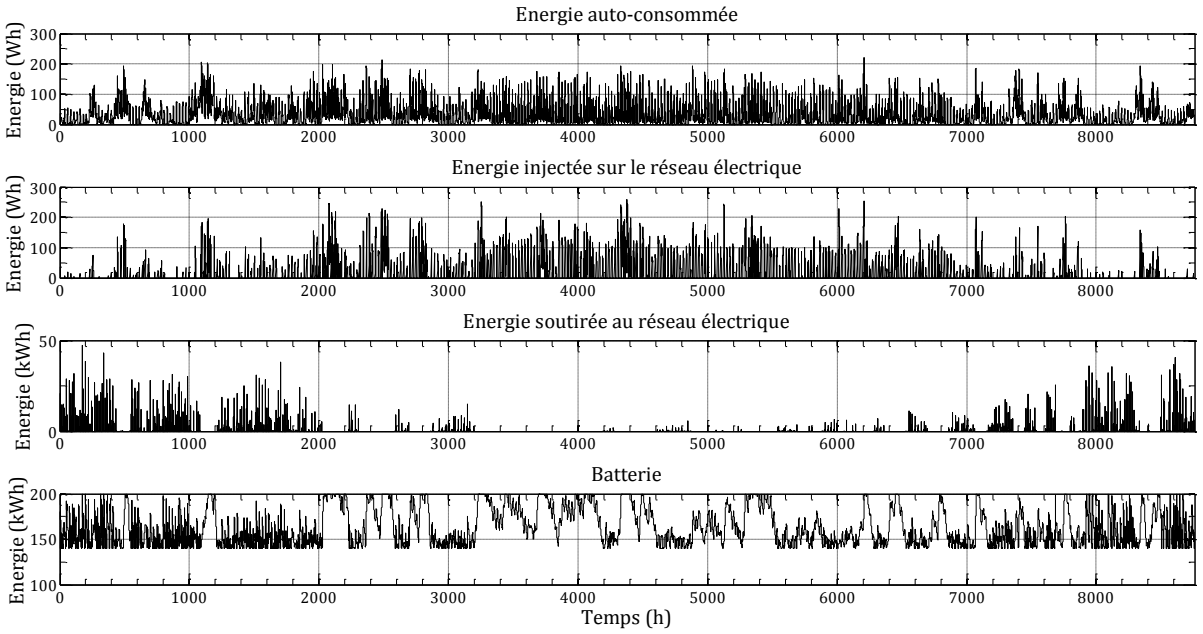


FIGURE 75. GESTION PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, ÉOLIENNE : 10 KWC, BATTERIE : 200 KWH) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

Le dimensionnement des systèmes de production joue par conséquent sur l'interaction entre le bâtiment et le réseau électrique. On remarque que pour un juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage et une approche de gestion prédictive (comparativement à l'approche de gestion non prédictive et un seuil à 70 %), l'impact en injection diminue légèrement alors que l'impact en soutirage et l'impact global augmentent fortement. Par ailleurs, on constate que, dans les deux cas, la facture énergétique est quasiment identique. La stratégie prédictive autorise donc une meilleure gestion de l'énergie, plus particulièrement du système de stockage,

ce qui permet d'injecter et de soutirer de l'énergie à des moments plus favorables pour le réseau électrique et donc d'améliorer l'impact du micro-réseau sur ce dernier.

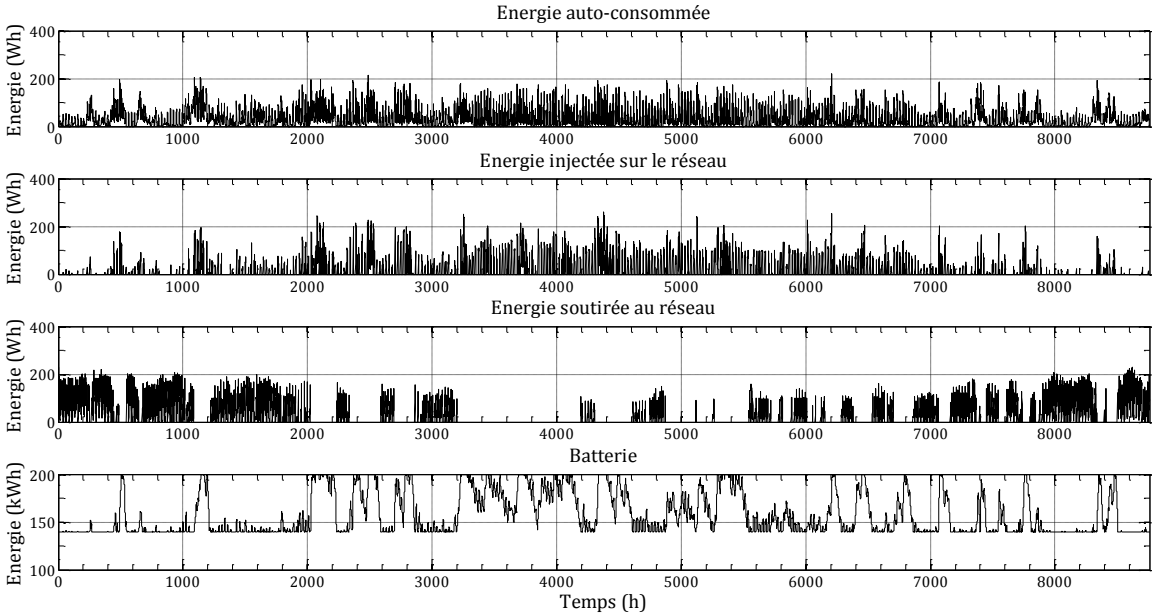


FIGURE 76. GESTION NON PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, ÉOLIENNE : 10 KWC, BATTERIE : 200 KWH, SEUIL RÉSEAU À 70%) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

4.3.3. COMPARAISON AVEC LA GESTION NON PRÉDICTIVE (SYSTÈME DE STOCKAGE, SEUIL RÉSEAU À 30 %)

Une nouvelle analyse comparative est conduite concernant la configuration obtenue grâce au juste dimensionnement des systèmes de production (PV, avec ou sans éolienne) et de stockage, pour une gestion prédictive et non prédictive, avec un seuil réseau à 30 %. Cette analyse est présentée par les Tableaux 38 (gestion de l'énergie) et 39 (l'impact du micro-réseau sur le réseau électrique). On constate qu'un juste dimensionnement des systèmes de production (avec ou sans éolienne) et de stockage et une gestion prédictive permet (comparativement à une gestion non prédictive, pour un seuil réseau à 30 %) d'améliorer l'utilisation de l'énergie, comme en témoigne l'augmentation du taux de couverture EnR et de l'autoconsommation. En effet, on constate que la quantité d'énergie autoconsommée augmente d'environ 20 % (respectivement 30 %) sans éolienne et d'environ 13 % (respectivement 20 %) avec éolienne pour une isolation type « années 1980 » (respectivement pour une isolation type RT2005). Ceci permet de réduire la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique d'environ 5 % (respectivement 11 %) sans éolienne et d'environ 13 % (respectivement 26 %) avec éolienne pour une isolation type « années 1980 » (respectivement pour une isolation type RT2005). Quant à l'énergie injectée, elle diminue d'environ 70 % (respectivement 79 %) sans éolienne et d'environ 30 % (respectivement 44 %) avec éolienne pour une isolation type « années 1980 » (respectivement pour une isolation type RT2005). La quantité d'énergie stockée augmente fortement (de plus de 90 %). Les profils de gestion de l'énergie mettent bien en évidence ce constat. Les résultats de la gestion prédictive de l'énergie pour les différentes configurations obtenues et l'habitat considéré (isolation thermique type RT2005, régulation de température fondée sur un scénario d'occupation affiné et pilotage de charges) sont présentés par les Figures 77 (juste dimensionnement des

panneaux solaires photovoltaïques et de la batterie) et 79 (juste dimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques, de l'éolienne et de la batterie). Les résultats que produisent les mêmes configurations mais avec une gestion non prédictive et un seuil réseau à 30 % sont présentés par les Figures 78 et 80. On constate, grâce à la stratégie prédictive, une augmentation de la quantité d'énergie autoconsommée et une diminution de la quantité d'énergie injectée. En revanche, la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique augmente fortement l'hiver et est majoritairement stockée afin de pouvoir répondre à la demande à venir. L'été, la quantité d'énergie soutirée au réseau, pour une stratégie prédictive, est très faible. La quantité d'énergie stockée dans la batterie est un peu plus importante, là aussi grâce à une meilleure gestion de la surproduction.

TABLEAU 38. APPROCHE PREDICTIVE VS. APPROCHE NON PRÉDICTIVE, POUR UN SEUIL RÉSEAU À 30 % (RÉFÉRENCE). CRITÈRES DE GESTION ÉNERGÉTIQUE.

Type de scénario			Systèmes	EnR_c (%)	E_{inj} (%)	E_{EDF} (%)	E_{stock} (%)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR_c}$ (%)	J_{EnR} (%)	$J_{coût}$ (%)
Isolation « années 1980 »	Tc RT2005 Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 20,20	↘ 69,99	↘ 4,70	↗ 99,75	↗ 20,20	↗ 20,22	↗ 36,34	↗ 0,86
			PV+éolienne +batterie	↗ 13,14	↘ 30,09	↘ 12,28	↗ 92,99	↗ 13,15	↗ 13,14	↗ 24,55	↗ 4,17
		Avec	PV+batterie	↗ 21,45	↘ 70,03	↘ 4,89	↗ 99,75	↗ 21,45	↗ 21,47	↗ 38,23	↗ 0,90
			PV+éolienne +batterie	↗ 13,33	↘ 28,44	↘ 12,78	↗ 92,65	↗ 13,34	↗ 13,32	↗ 24,90	↗ 4,70
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 19,75	↘ 70,42	↘ 5,15	↗ 99,72	↗ 19,75	↗ 19,79	↗ 35,59	↗ 0,94
			PV+éolienne +batterie	↗ 13,28	↘ 32,31	↘ 12,97	↗ 92,58	↗ 13,27	↗ 13,28	↗ 24,81	↗ 4,29
		Avec	PV+batterie	↗ 20,94	↘ 70,45	↘ 5,36	↗ 99,73	↗ 16,78	↗ 20,94	↗ 37,49	↗ 0,98
			PV+éolienne +batterie	↗ 13,43	↘ 30,24	↘ 13,51	↗ 92,16	↗ 13,43	↗ 13,42	↗ 25,05	↗ 5,01
Isolation RT2005	Tc RT2005 Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 28,40	↘ 78,58	↘ 10,67	↗ 99,38	↗ 28,40	↗ 28,38	↗ 48,75	↗ 2,16
			PV+éolienne +batterie	↗ 19,18	↘ 43,02	↘ 24,15	↗ 91,71	↗ 19,18	↗ 19,18	↗ 34,68	↗ 0,58
		Avec	PV+batterie	↗ 30,07	↘ 78,38	↘ 11,02	↗ 99,39	↗ 25,56	↗ 30,09	↗ 51,10	↗ 2,29
			PV+éolienne +batterie	↗ 20,28	↘ 43,57	↘ 25,72	↗ 91,97	↗ 20,29	↗ 20,28	↗ 36,46	↗ 14,89
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 28,24	↘ 79,44	↘ 11,95	↗ 99,34	↗ 28,24	↗ 28,24	↗ 48,51	↗ 2,50
			PV+éolienne +batterie	↗ 19,48	↘ 44,40	↘ 26,77	↗ 90,77	↗ 19,48	↗ 19,48	↗ 35,16	↗ 16,21
		Avec	PV+batterie	↗ 29,84	↘ 79,20	↘ 12,33	↗ 99,34	↗ 29,84	↗ 29,86	↗ 50,74	↗ 2,60
			PV+éolienne +batterie	↗ 20,68	↘ 44,98	↘ 28,60	↗ 91,12	↗ 20,67	↗ 20,68	↗ 37,06	↗ 20,05

Le dimensionnement des systèmes de production joue par conséquent sur l'interaction entre le bâtiment et le réseau électrique. On remarque que pour un juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage et une gestion prédictive, comparativement à une gestion non prédictive et un seuil à 30 %, l'impact en injection diminue, du fait de la réduction de la quantité d'énergie injectée sur le réseau électrique. L'impact en soutirage augmente et compense la diminution de l'impact en injection, par conséquent l'impact global augmente. Par ailleurs, on constate que le juste dimensionnement des systèmes de production et de stockage avec la gestion prédictive comparée à une gestion non prédictive et un seuil à 30 % augmente un peu la facture énergétique. Par conséquent, la stratégie prédictive permet une meilleure gestion de l'énergie et plus particulièrement du système stockage, permettant de soutirer de l'énergie à des moments plus favorables pour le réseau électrique et donc d'améliorer l'impact du micro-réseau sur le réseau électrique qu'avec une approche non prédictive et un seuil réseau à 30 %.

TABLEAU 39. APPROCHE PREDICTIVE VS. APPROCHE NON PRÉDICTIVE, POUR UN SEUIL RÉSEAU À 30 % (RÉFÉRENCE). CRITÈRES D'IMPACT RÉSEAU (SEUILS À 30 ET 70%).

Type de scénario			Systèmes	Seuil réseau à 70 %			Seuil réseau à 30 %		
				I_{inj} (%)	I_{sout} (%)	I_g (%)	I_{inj} (%)	I_{sout} (%)	I_g (%)
Isolation « années 1980 »	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 28,74	↗ 52,50	↗ 51,28	↘ 38,56	↗ 167,30	↗ 118,68
			PV+éolienne +batterie	↘ 731,32	↗ 51,25	↗ 48,73	↗ 168,50	↗ 182,77	↗ 59,91
		Avec	PV+batterie	↗ 27,70	↗ 51,10	↗ 49,85	↘ 38,62	↗ 157,45	↗ 111,33
			PV+éolienne +batterie	↗ 7,79	↗ 48,96	↗ 46,45	↘ 40,71	↗ 171,74	↗ 53,17
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 28,68	↗ 53,02	↗ 51,60	↘ 38,65	↗ 193,91	↗ 127,69
			PV+éolienne +batterie	↗ 9,98	↗ 53,12	↗ 49,97	↘ 43,95	↘ 206,91	↗ 63,94
		Avec	PV+batterie	↗ 27,60	↗ 51,70	↗ 50,24	↘ 38,71	↗ 178,09	↗ 118,13
			PV+éolienne +batterie	↗ 6,37	↗ 50,50	↗ 47,32	↘ 42,81	↗ 193,68	↗ 55,85
Isolation RT2005	**Tc RT2005** Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 34,73	↗ 46,95	↗ 45,81	↘ 42,69	↗ 146,85	↗ 80,31
			PV+éolienne +batterie	↗ 78,00	↗ 61,00	↗ 27,96	↘ 421,20	↗ 122,74	↗ 45,83
		Avec	PV+batterie	↗ 33,45	↗ 45,90	↗ 44,68	↘ 42,61	↗ 141,32	↗ 75,98
			PV+éolienne +batterie	↗ 23,76	↗ 40,46	↗ 37,92	↘ 43,54	↗ 157,10	↗ 29,17
	Tc affinée Pilotage	Sans	PV+batterie	↗ 31,04	↗ 53,36	↗ 51,12	↘ 51,15	↗ 185,48	↗ 92,07
			PV+éolienne +batterie	↗ 23,14	↗ 50,11	↗ 45,68	↘ 46,67	↗ 221,76	↗ 38,25
		Avec	PV+batterie	↗ 33,52	↗ 50,04	↗ 48,21	↘ 42,83	↗ 168,90	↗ 83,40
			PV+éolienne +batterie	↗ 23,29	↗ 45,31	↗ 41,33	↘ 45,33	↗ 198,67	↗ 31,38

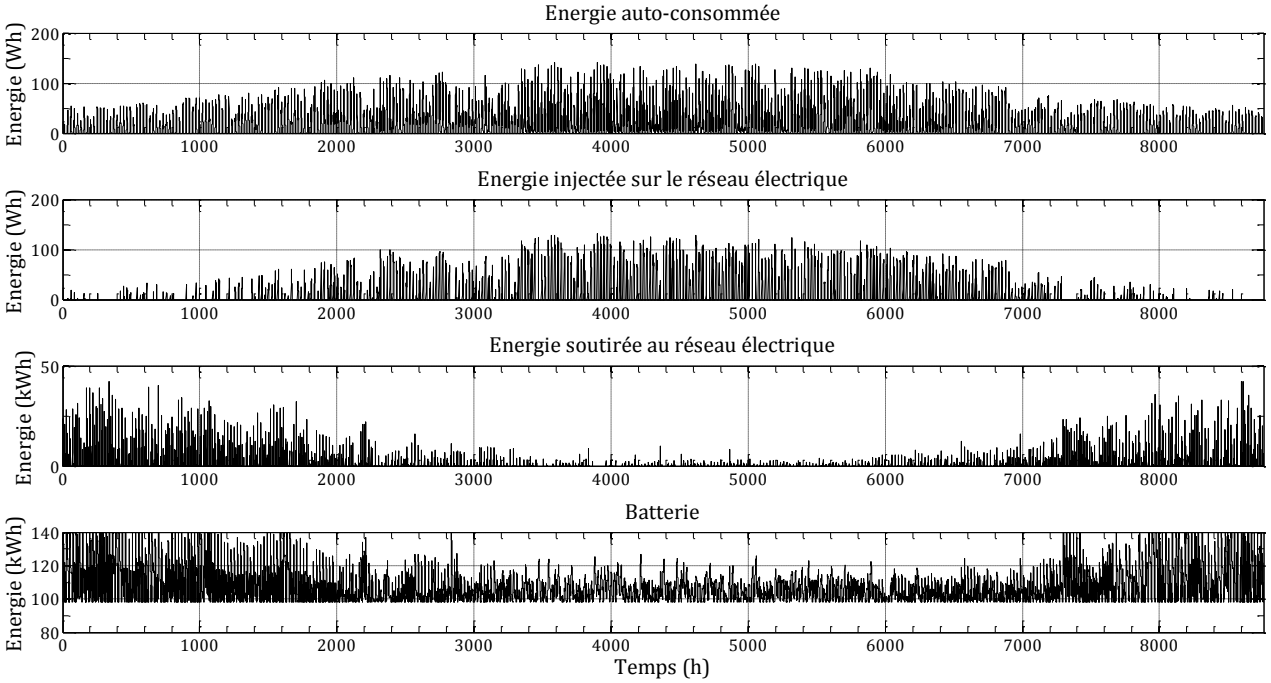


FIGURE 77. GESTION PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, BATTERIE : 140 KWH) (ISOLATION RT2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

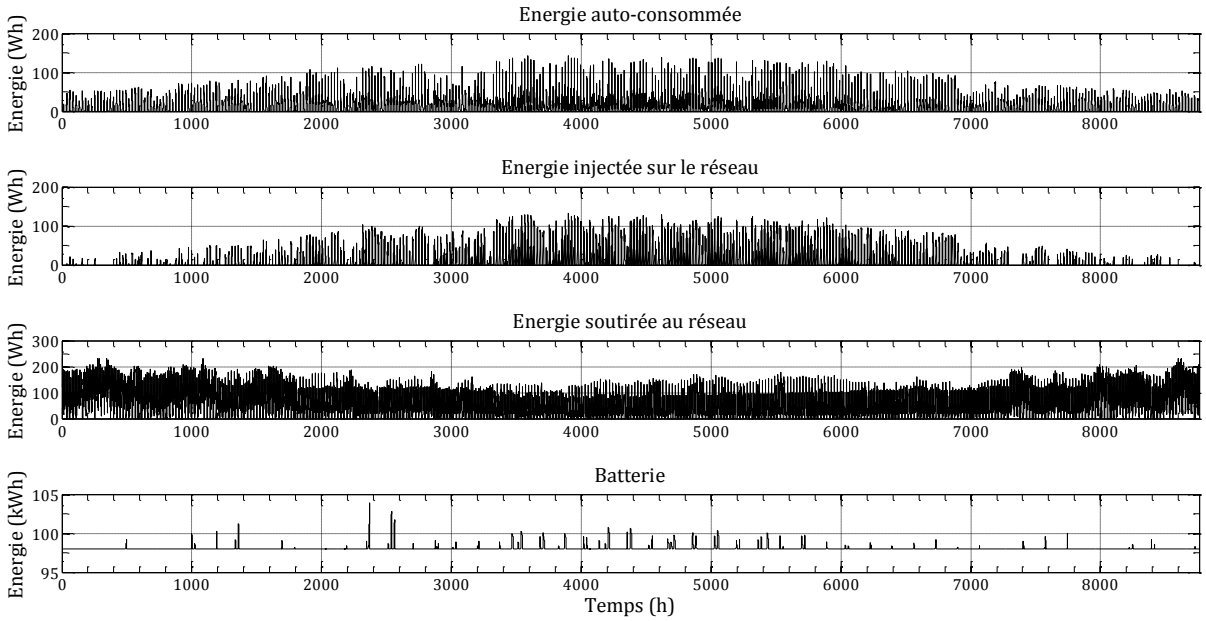


FIGURE 78. GESTION NON PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, BATTERIE : 140 KWH, SEUIL RÉSEAU À 30%) (ISOLATION RT 2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

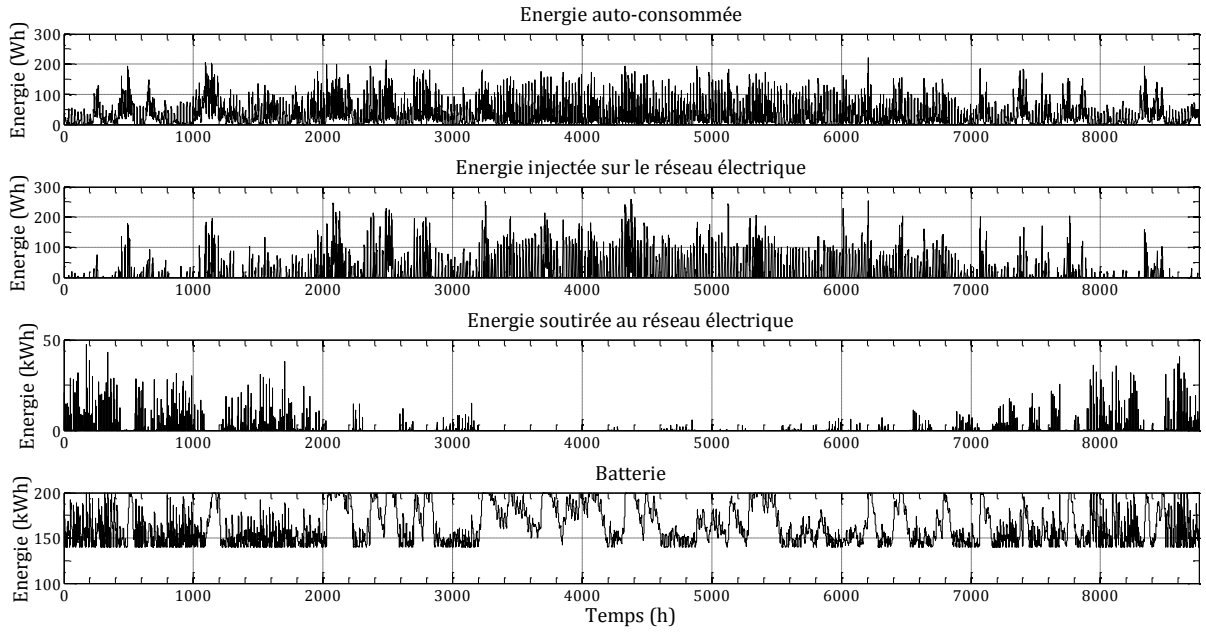


FIGURE 79. GESTION PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, ÉOLIENNE : 10 KWC, BATTERIE : 200 KWH) (ISOLATION RT 2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

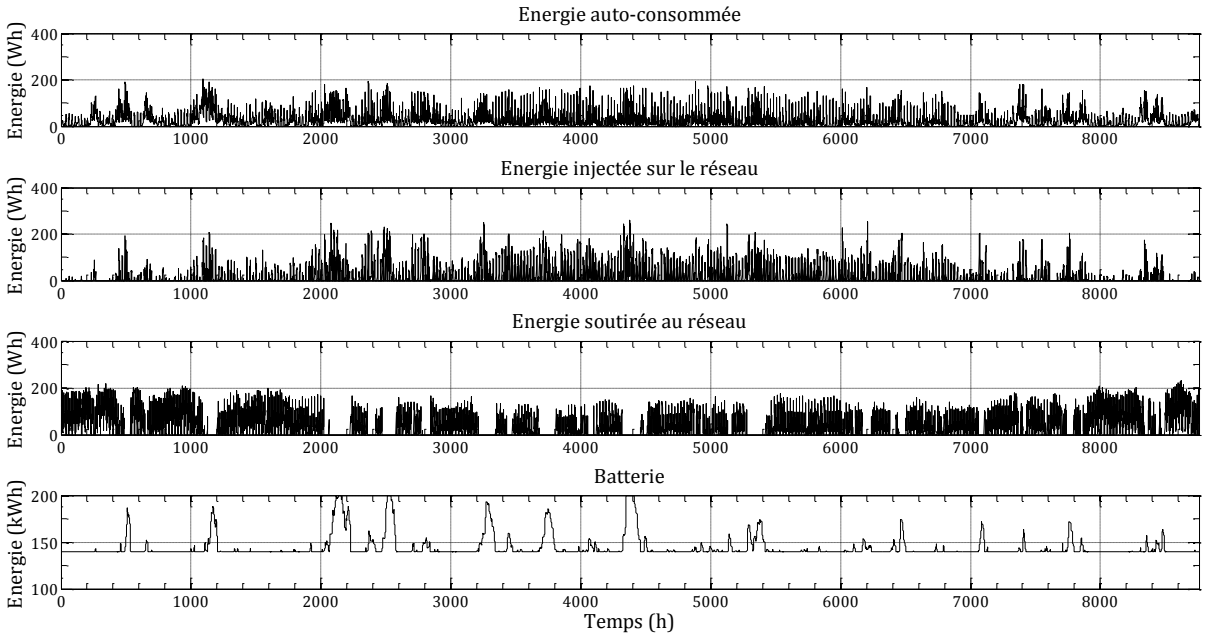


FIGURE 80. GESTION NON PRÉDICTIVE DE L'ÉNERGIE (PV : 8 KWC, ÉOLIENNE : 10 KWC, BATTERIE : 200 KWH, SEUIL RÉSEAU À 30%) (ISOLATION RT 2005, RÉGULATION DE TEMPÉRATURE AFFINÉE, AVEC PILOTAGE DE CHARGES).

5. CONCLUSION

Dans ce chapitre, les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques proposées ont été appliquées au modèle de micro-réseau présenté au chapitre 2, une maison de 150 m^2 de plain-pied, située à Perpignan (sud de la France) et habitée par quatre personnes (un couple et deux enfants). L'habitat peut être équipé de panneaux solaires photovoltaïques, d'une éolienne et de batteries pour le stockage de l'énergie électrique. Différents paramètres ont été pris en considération : le niveau d'isolation de cet habitat, les consignes de température en chauffage et en climatisation et le pilotage de certaines charges (d'une période de pointe vers une période creuse). L'étude de ces différents paramètres a permis de mettre en évidence qu'il était possible de réduire la consommation d'énergie, et par conséquent la facture électrique, tout en respectant le confort thermique des occupants, en améliorant le niveau d'isolation de l'habitat et en régulant la température sur la base d'un scénario d'occupation correspondant le plus finement possible à la réalité. En effet, ceci permet de réduire de façon significative la consommation énergétique due au chauffage et à la climatisation de l'habitat. De plus, des économies sont possibles, notamment concernant la consommation en énergie spécifique, en décalant certaine charges des périodes de pointe vers les périodes creuses (pilotage de charges).

Des études paramétriques ont été réalisées afin d'optimiser le dimensionnement des systèmes de production et de stockage, pour chacune des stratégies proposées. L'objectif premier a été de favoriser l'autoconsommation, tout en minimisant l'impact de l'habitat sur le réseau électrique. Plusieurs configurations remarquables ont ainsi été mises en avant. La première stratégie est fondée sur la gestion d'une production locale d'électricité (panneaux photovoltaïques, éolienne), production qui est injectée en partie ou en totalité sur le réseau électrique. Elle a permis de mettre en évidence qu'un juste dimensionnement des systèmes de production intégrés au bâtiment, permet de favoriser l'autoconsommation et d'obtenir un bon taux de couverture EnR, tout en assurant un impact positif sur le réseau électrique ainsi qu'une réduction de la facture énergétique. L'éolienne amène une possibilité supplémentaire dans la maitrise de l'énergie, permettant une meilleure adéquation entre production locale et besoins énergétiques, grâce à sa production, notamment nocturne. L'ajout d'une batterie a ici un impact limité. Toutefois, elle permet, dans une certaine mesure, de pallier l'intermittence de la production locale et de mieux gérer l'énergie disponible. Enfin, la stratégie prédictive autorise une meilleure gestion de l'énergie, plus particulièrement du système de stockage, permettant d'injecter et de soutirer de l'énergie à des moments plus favorables pour le réseau électrique et donc d'améliorer l'impact du micro-réseau sur ce dernier.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Conclusion

L'objectif du travail de recherche présenté par cette thèse a été d'élaborer une approche globale et multicritère de gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un micro-réseau, ainsi que d'optimiser le dimensionnement des systèmes de production EnR et de stockage, à travers l'étude d'un cas particulier, une maison de plain-pied de 150 m^2 selon la loi Carrez, située à Perpignan et occupée par quatre personnes (un couple et deux enfants), raccordée au réseau électrique et intégrant des systèmes de production et de stockage locaux.

L'intérêt porté au secteur résidentiel s'inscrit dans les directives à l'échelle nationale, intergouvernemental et international de maîtrise de la gestion de l'énergie, afin de faire face au réchauffement climatique, à la raréfaction des ressources énergétiques fossiles, en réduisant la consommation générale d'énergie et en remplaçant une partie de l'énergie fossile consommée par des énergies renouvelables. Une analyse sectorielle a permis de mettre en évidence que le bâtiment, du fait de sa position de premier consommateur d'énergie, est une voie très prometteuse dans la maîtrise de la gestion énergétique. Des solutions à cette préoccupation sont : une meilleure isolation thermique, le pilotage de charges ou le développement d'équipements permettant d'exploiter les énergies renouvelables localement. Or, le réseau électrique est à l'équilibre fragile et il doit maintenir en permanence un équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle en énergie électrique. Nous avons montré qu'il est possible d'y répondre efficacement grâce au développement de systèmes intelligents capables de minimiser les impacts induits par l'injection d'une production décentralisée et la recherche de nouvelles architectures du réseau (smart-grid, micro-grid).

La méthodologie proposée permet de réduire la consommation d'énergie (notamment d'origine fossile), de favoriser l'autoconsommation et de minimiser l'impact du bâtiment sur le réseau électrique, tout en tenant compte de l'ensemble des contraintes géographiques (la localisation et l'orientation du bâtiment et des systèmes de production), climatiques, physiques (le type d'habitat, son niveau d'isolation ainsi que les possibilités d'implantation des systèmes de production et de stockage), et enfin socio-culturelles. L'objectif est de maximiser un critère d'utilisation de l'énergie renouvelable, conduisant à un compromis intéressant et raisonnable entre autoconsommation et taux de couverture EnR, pour optimiser le dimensionnement des systèmes de production et de stockage d'énergie renouvelable en s'appuyant sur une stratégie de gestion permettant d'atténuer les impacts en injection et en soutirage sur le réseau électrique. Différentes stratégies de gestion énergétique d'un micro-réseau à l'échelle d'un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant des systèmes de production décentralisés (panneaux solaires photovoltaïques et éolienne) et de stockage (batteries) sont proposées. Afin de juger de la performance de ces stratégies, des critères d'évaluation ont été définis. Ils permettent d'évaluer le confort des occupants, les coûts économiques et environnementaux, ainsi que l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables.

L'interaction de l'habitat avec le réseau électrique est également considérée, ainsi qu'une tarification dynamique. Afin de tester en simulation les différentes stratégies de gestion des ressources énergétiques, la modélisation du micro-réseau est nécessaire. Ainsi, les travaux ont débuté par la modélisation de systèmes de production et de stockage d'énergie puis de l'habitat individuel considéré. Différents scénarios d'occupations ont été développés. Ils permettent de gérer le fonctionnement du système de chauffage, la climatisation et les appareils électroménagers. Le logiciel TRNSYS a été utilisé afin de décrire le comportement thermique du bâtiment considéré. Des courbes de charges ont été exploitées pour mettre en évidence la façon dont l'énergie est consommée. Le mode de vie des occupants a été modélisé. Des panneaux solaires photovoltaïques, une éolienne à axe vertical et des batteries pour le stockage d'énergie électrique sont pris en compte (mix-énergétique). Les différentes stratégies sont appliquées en simulation au modèle de micro-réseau à l'échelle d'un habitat individuel.

Une première approche de référence (sans système de stockage), correspondant à ce qui est actuellement pratiqué en France, où tout ou partie de l'énergie électrique est injectée sur le réseau électrique, est réalisée. Elle a permis de mettre en évidence qu'un juste-dimensionnement des systèmes de production intégrés au bâtiment permet de favoriser l'autoconsommation et d'obtenir un bon taux de couverture EnR, tout en assurant un impact positif sur le réseau électrique, ainsi que de réduire sa facture électrique. De plus, il est à noter que l'éolienne amène un degré supplémentaire dans la maitrise de l'énergie, permettant une meilleure adéquation entre production locale et besoins énergétiques, grâce à sa production notamment nocturne.

Une deuxième approche globale et multicritère, pour la gestion des ressources énergétiques intégrant des systèmes de production et de stockage, est proposée. Elle s'appuie sur la production décentralisée, la charge, l'état de la batterie, ainsi que sur l'état du réseau électrique à chaque instant. Cette stratégie a montré qu'un juste-dimensionnement des systèmes de production et de stockage permet, par rapport à la première, de favoriser l'autoconsommation et d'obtenir un bon taux de couverture EnR, tout en assurant un impact positif sur le réseau électrique, mais ne permet pas de réduire les coûts économiques. L'impact de la batterie est ici limité. Toutefois, elle permet dans une certaine mesure, assez limitée en raison de ses caractéristiques, de pallier l'intermittence de la production locale et de mieux gérer l'énergie.

Enfin, une stratégie de gestion prédictive permettant d'affiner la stratégie précédente et notamment l'utilisation du système de stockage est réalisée. Elle s'appuie sur les mêmes informations, mais également prédites sur un horizon donné. Cette dernière permet par rapport à l'approche précédente une meilleure gestion de l'énergie et plus particulièrement du système de stockage, permettant d'injecter et de soutirer de l'énergie à des moments plus favorables pour le réseau électrique et donc d'améliorer l'impact du micro-réseau sur le réseau électrique.

Ainsi, dans ces travaux, plusieurs configurations remarquables, permettant d'obtenir une meilleure adéquation entre offre et demande, ont pu être mises en évidence, dépendant du choix de la stratégie et des divers paramètres fixés. Si l'on se place du point de vue du consommateur, la stratégie la plus intéressante serait l'approche actuelle, puisqu'elle est économiquement la plus rentable. En revanche, pour un consommateur plus soucieux de l'environnement, la stratégie de gestion simple est intéressante puisqu'elle permet d'améliorer l'autoconsommation et de réduire l'impact négatif de l'habitat sur le réseau électrique. Mais la stratégie de gestion prédictive, malgré une autoconsommation similaire à la stratégie simple, est d'autant plus

intéressante qu'elle permet d'injecter et de soutirer à des moments plus favorables pour le réseau électrique. Si l'on se place d'un point de vue du gestionnaire du réseau, la stratégie la plus intéressante est la gestion prédictive puisque c'est elle qui permet la meilleure interaction avec le réseau électrique, en injectant et en soutirant aux moments les plus favorables.

Perspectives

Les travaux présentés dans ce manuscrit constituent une première approche globale et multicritère de gestion des ressources énergétiques d'un micro-réseau à l'échelle d'un habitat individuel raccordé au réseau électrique et intégrant des systèmes de production et de stockage locaux. L'objectif était d'optimiser le dimensionnement des systèmes de production et de stockage, permettant de favoriser l'autoconsommation et réduire l'impact négatif du micro-réseau sur le réseau électrique. Cependant, ces travaux ne sont pas une finalité mais le début d'une réflexion à approfondir car d'autres axes d'analyse doivent être étudiés et approfondis.

Parmi ceux-ci, citons, par exemple, le raffinement de la modélisation de certains éléments du micro-réseau. En effet, comme on a pu le voir, une modélisation plus détaillée de certains éléments permettraient d'aller plus loin dans le pilotage de charge. De plus, la prise en considération d'autres modèles de bâtiments tels que des habitats individuel ou collectif, des bâtiments tertiaires, ainsi que d'autres scénarios du mode de vie des occupants (personne seule, un couple sans enfant…) doivent être développée. Une analyse de l'impact de la situation géographique doit également être réalisée.

Par ailleurs, l'échelle choisie ici est celle d'une extrémité du réseau : l'habitat individuel. Mais il serait possible d'étendre l'étude non plus seulement à un nœud du réseau, mais à un ensemble de nœuds : quartiers, agglomérations. Ce changement d'échelle requiert une reconsidération du problème dans sa globalité. Doit-on gérer l'énergie de façon individuelle pour chaque bâtiment ou alors pour l'ensemble d'un groupement de bâtiments ? Est-ce que chaque bâtiment possède son système de production et de stockage ou doit-on utiliser des systèmes communautaires pour un groupe de bâtiments ?

Des avancées scientifiques et technologiques des systèmes de production et plus particulièrement des systèmes de stockage, doivent encore être réalisées, ce qui permettra une réduction des coûts et une amélioration des performances obtenues en suivant les stratégies ici proposées. D'autres modèles de tarification dynamique peuvent également être développés, afin d'avoir un caractère plus incitatif sur la gestion de la production et de la consommation d'énergie.

Une étude de nouvelles architectures de réseaux pourra également être explorée. Des travaux ont déjà permis de mettre en évidence une nouvelle architecture des réseaux de distribution. [LEP 2007] a montré la possibilité du maillage/bouclage des réseaux de distribution par l'utilisation de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) connecté en série sur le réseau permettant un contrôle des flux de puissance locaux (au point de connexion du système) et la limitation des courants de court-circuit (en amont ou en aval de la structure). [ALV 2009] propose une nouvelle architecture des réseaux de distribution, une hybridation entre la maille et la coupure d'artère, qui est nommé structure hybride. Cette structure permet d'augmenter le taux d'insertion de la production décentralisée. Ces pistes restent à approfondir pour développer les réseaux électriques de demain.

RÉFÉRENCES

[ADE 2010] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAITRISE DE L'ÉNERGIE (ADEME), « LOISIRS, CUISINE, BUREAUTIQUE… MAITRISEZ LA CONSOMMATION DE VOS ÉQUIPEMENTS ÉLECTRIQUES », JUILLET 2010.

[AI 2003] AI B., YANG H., SHEN H., LIAO X., « COMPUTER-AIDED DESIGN OF PV/WIND HYBRID SYSTEM », *RENEWABLE ENERGY*, VOL. 28, N°10, PAGES 1491-1512, AOUT 2003.

[ALV 2009] M.-C. ALVAREZ-HERAULT, « ARCHITECTURE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, SOUTENUE LE 10 DÉCEMBRE 2009.

[APB 2011] APB-ENERGY, WWW.APB-ENERGY.FR, 2011.

[BOE 2009] D. BOËDA, « ÉTUDE DE LA CONTRIBUTION DU PILOTAGE DE CHARGES À LA FOURNITURE DE SERVICES AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, SOUTENUE LE 27 FÉVRIER 2009.

[BOG 1996] BOGDAN S.B., SALAMEH Z.M., « METHODOLOGY FOR OPTIMALLY SIZING THE COMBINATION OF A BATTERY BANK AND PV ARRAY IN A WIND/PV HYBRID SYSTEM », *IEEE TRANSACTION ON ENERGY CONVERSION*, VOL. 11, N°2, PAGES 367-375, JUIN 1996.

[BOR 2000] P. BORNARD, « CONDUITE D'UN SYSTÈME DE PRODUCTION-TRANSPORT », *TECHNIQUE DE L'INGÉNIEUR*, N° D4 080, NOVEMBRE 2000.

[BP 2013] BP, « STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2013 », *BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY*, BP.COM/STATISCALREVIEW, JUIN 2013.

[CAR 1991] P. CARRIVE, « RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – STRUCTURE ET PLANIFICATION », *TECHNIQUE DE L'INGÉNIEUR*, N° D4 210, DÉCEMBRE 1991.

[CE 2000] COMMISSION EUROPÉENNE, « LIVRE VERT - VERS UNE STRATÉGIE EUROPÉENNE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE », E1637 - COM(2000) 769 FINAL, 2000.

[CE 2010] COMMISSION EUROPÉENNE, « ENERGY 2020 – A STRATEGY FOR COMPETITIVE, SUSTAINABLE AND SECURE ENERGY », COM(2010) 639, 2010.

[COL 2007] D. COLL-MAYOR, M. PAGET, E. LIGHTNER, « FUTURE INTELLIGENT POWER GRIDS: ANALYSIS OF THE VISION IN THE EUROPEAN UNION AND THE UNITED STATES », *ENERGY POLICY*, VOL. 35, N°4, PAGES 2453-2465, AVRIL 2007.

[COU 2008] V. COURTECUISSE, « SUPERVISION D'UNE CENTRALE MULTISOURCE À BASE D'ÉOLIENNES ET DE STOCKAGE D'ÉNERGIE CONNECTÉE AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE », THÈSE DE DOCTORAT DE L'ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE D'ARTS ET MÉTIERS, SOUTENUE LE 20 NOVEMBRE 2008.

[CRE 2012] COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE), www.smartgrids-cre.fr, DOSSIER LE STOCKAGE, DÉCEMBRE 2012.

[CRE 2013] COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE), www.smartgrids-cre.fr SECTION TERRITOIRES ET PROJETS, 2013.

[CSTB 2006] **CSTB, METHODE DE CALCUL TH-CE 2005, MARS 2006.**

[DES 2004] **DE SOTO W., « IMPROVEMENT AND VALIDATION OF A MODEL FOR PHOTOVOLTAIC ARRAY PERFORMANCE », THESE DE L'UNIVERSITE DU WISCONSIN - MADISON, SOUTENUE EN 2004.**

[DUF 1991] **DUFFIE J. A., BECKMAN WILLIAM A., « SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES », 2ND ÉDITION, JOHN WILEY & SONS, INC., NEW YORK, 1991.**

[EDF 2011] **ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF),** jeunes.edf.com, **SECTION ACHEMINEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ, NOVEMBRE 2011.**

[EDF 2011A] **ÉLECTRICITE DE FRANCE (EDF),** www.edfenr.com, **SECTION FAQ, PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES ET ENERGIES NOUVELLES, 2011.**

[EDF 2011B] **ÉLECTRICITE DE FRANCE (EDF),** www.jeunes.edf.com, **SECTION PRODUCTION D'ELECTRICITE, ÉNERGIES RENOUVELABLES, ÉOLIEN, LE PETIT EOLIEN, 2011.**

[EDF 2012] **ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF),** jeunes.edf.com, **SECTION PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, 2012.**

[EDF 2013] **ÉLECTRICITE DE FRANCE (EDF),** www.particuliers.edf.com, **RUBRIQUE OFFRES D'ELECTRICITE, 2013.**

[EOE 08-11] **« ÉTAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE », *EURO BSERV'ER*, ÉDITION 2008 À 2011.**

[EOE 2013] **« PARUTION DE L'ÉTAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE », *EURO BSERV'ER* COMMUNIQUÉ DE PRESSE, WWW.EUROBSERV-ER.ORG, FÉVRIER 2013.**

[EPE] **EUROPEAN POWER EXCHANGE,** www.epexspot.com.

[ERD 2011] **ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE (ERDF),** www.erdfdistribution.fr, **SECTION DOCUMENTATION – PRODUCTEUR, 2011.**

[ERD 2013A] **ÉLECTRICITE RESEAU DE FRANCE (ERDF),** www.erdfdistribution.fr, **DOCUMENTATION LINKY, 2013.**

[ERD 2013B] **ÉLECTRICITE RESEAU DE FRANCE (ERDF),** www.erdfdistribution.fr, **RUBRIQUE RESEAU ET MARCHE DE L'ELECTRICITE – INNOVATIONS - LINKY, 2013.**

[ERG 2010] **EUROPEAN REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY & GAS (ERGEG), « EXPOSÉ DE PRINCIPE SUR LES RÉSEAUX INTELLIGENTS (SMART GRIDS) », DOCUMENT DE CONCLUSIONS ÉTABLI PAR L'ERGEG, RÉF. E10-EQS-38-05, 10 JUIN 2010.**

[ETP 2006] **SMART GRID EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM,** www.smartgrids.eu, **SECTION DEFINITION ET SECTION BENEFITS, 2011.**

[ETP 2011] **EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM SMART GRID, « VISION AND STRATEGY FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE », EUR 22040, ISBN 92-79-01414-5, 2006.**

[FON 2008] M. A. FONTELA GARCIA, « INTERACTION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, SOUTENUE LE 10 JUILLET 2008.

[FRA 2010A] J.-L. FRAISSE, J.-P. HORSON, « RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – ASPECTS JURIDIQUES ET ORGANISATIONNELS », *TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR*, N°D4 241, 10 MAI 2010.

[FRA 2010B] J.-L. FRAISSE, J.-P. HORSON, « RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – ASPECTS TECHNIQUES », *TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR*, N°D4 242, 10 NOVEMBRE 2010.

[FUL 2001] D. FULCHIRON, « CHOIX DE BASE DES RÉSEAUX MT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE », SCHNEIDER ELECTRIC, CAHIER TECHNIQUE N°203, 1 MARS 2001.

[GAL 2006] A. D. GALASIU, J. A. VEITCH, « OCCUPANT PREFERENCES AND SATISFACTION WITH THE LUMINOUS ENVIRONMENT AND CONTROL SYSTEMS IN DAYLIT OFFICES: A LITERATURE REVIEW », *ENERGY AND BUILDINGS*, VOL. 38, N°7, PAGES 728-742, JUILLET 2006.

[GER 2002] GERGAUD O., « MODELISATION ENERGETIQUE ET OPTIMISATION ECONOMIQUE D'UN SYSTEME DE PRODUCTION EOLIEN ET PHOTOVOLTAÏQUE COUPLE AU RESEAU ET ASSOCIE A UN ACCUMULATEUR », THESE DE L'ECOLE NORMALE SUPERIEURE DE CACHAN, SOUTENUE LE 9 DECEMBRE 2002.

[GIE 2001] GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT (GIEC), « CHANGEMENTS CLIMATIQUES 2001: RAPPORT DE SYNTHÈSE », *RAPPORT DE SYNTHÈSE DU GIEC*, 2001.

[GIM 2010] GIMÉLEC, « LIVRE BLANC SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS », 2010.

[HA 2007] D.-L. HA, « UN SYSTÈME AVANCÉ DE GESTION D'ÉNERGIE DANS LE BÂTIMENT POUR COORDONNER PRODUCTION ET CONSOMMATION », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, SOUTENUE LE 19 SEPTEMBRE 2007.

[HAD 2010] N. HADJSAID, « LA DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », ÉDITION HERMÈS SCIENCE LAVOISIER, MARS 2010.

[KIN 1998] KING D. L., KRATOCHVIL J. A., BOYSON W. E., BOWER W. I., « FIELD EXPERIENCE WITH A NEW PERFORMANCE CHARACTERIZATION PROCEDURE FOR PHOTOVOLTAIC ARRAYS », *2ND WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION*, VIENNE, AUTRICHE, 6-10 JUILLET 1998.

[LE 2008] K. LE, « GESTION OPTIMALE DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE DANS LES BÂTIMENTS », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE ET DE L'UNIVERSITÉ DE DANANG, SOUTENUE LE 10 JUILLET 2008.

[LEP 2007] E. LE PELLETER, « OUTILS D'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE POUR LE MAILLAGE/BOUCLAGE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION : APPLICATION AU CONTRÔLE DES FLUX DE PUISSANCE ET LA LIMITATION DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, SOUTENUE LE 26 OCTOBRE 2007.

[MAR 2012] MARKWART T., CASTANER L., MCEVOY A., « PRACTICAL HANDBOOK OF PHOTOVOLTAIC FUNDAMENTALS AND APPLICATIONS », SECOND EDITION, ACADEMIC PRESS, 2012.

[MET] METEONORM, www.meteonorm.com.

[MUL 2011] BERNARD MULTON, YAËL THIAU ET HAMID BEN AHMED, « CONSOMMATION D'ÉNERGIE, RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES ET PLACE DE L'ÉLECTRICITÉ », *TECHNIQUE DE L'INGÉNIEUR*, N°D3900, 2011.

[OMM 2013] ORGANISATION MÉTÉOROLOGIQUE MONDIALE (OMM), « LE CLIMAT DANS LE MONDE 2001-2010 - UNE DÉCENNIE D'EXTRÊMES CLIMATIQUES – RAPPORT DE SYNTHÈSE », OMM-N°1119, 2013.

[ONU 1992] ORGANISATION DES NATIONS UNIES (ONU), « CONVENTION-CADRE DES NATIONS UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES », 1992.

[ONU 1998] ORGANISATION DES NATIONS UNIES (ONU), « PROTOCOLE DE KYOTO À LA CONVENTION-CADRE DES NATIONS UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES », 1998.

[PHA 2006] T.T.H. PHAM, « INFLUENCES DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE SUR LA GESTION DES INFRASTRUCTURES CRITIQUES DES RÉSEAUX DE PUISSANCES », THÈSE DE DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, SOUTENUE LE 26 OCTOBRE 2006.

[PUR 1991] C. PURET, « LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE MT DANS LE MONDE », SCHNEIDER ELECTRIC, CAHIER TECHNIQUE N° 155, SEPTEMBRE 1991.

[QUI 1996] QUINLAN P.J.A., « TIME SERIES MODELING OF HYBRID WIND PHOTOVOLTAIC DIESEL POWER SYSTEMS », THÈSE DE L'UNIVERSITÉ DU WISCONSIN - MADISON, 1996.

[RAJ 2008] RAJENDRA K. PACHAURI ET ANDY REISINGER, « BILAN 2007 DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : RAPPORT DE SYNTHÈSE », *RAPPORT DU GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'EVOLUTION DU CLIMAT (GIEC)*, 2008.

[RF 1994] RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, « DÉCRET N° 94-501 DU 20 JUIN 1994 PORTANT PUBLICATION DE LA CONVENTION CADRE DES NATIONS UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (ENSEMBLE DEUX ANNEXES), CONCLUE À NEW-YORK LE 9 MAI 1992 ET SIGNÉE PAR LA FRANCE LE 13 JUIN 1992 (1) », *JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE*, N°143, PAGE 8960, 22 JUIN 1994.

[RF 2005] RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, « LOI N° 2005-781 DU 13 JUILLET 2005 DE PROGRAMME FIXANT LES ORIENTATIONS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE », JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, N°163, PAGE 11570, TEXTE N° 2, VERSION CONSOLIDÉE AU 1 JUIN 2011, 14 JUILLET 2005.

[RF 2006] REPUBLIQUE FRANÇAISE, « ARRETE DU 24 MAI 2006 RELATIF AUX CARACTERISTIQUES THERMIQUES DES BATIMENTS NOUVEAUX ET DES PARTIES NOUVELLES DE BATIMENTS », *JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE FRANÇAISE*, N°121, TEXTE N°4, PAGE 7747, 25 MAI 2006.

[RF 2008] RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, « ARRÊTÉ DU 23 AVRIL 2008 RELATIF AUX PRESCRIPTIONS TECHNIQUES DE CONCEPTION ET DE FONCTIONNEMENT POUR LE RACCORDEMENT À UN RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN BASSE TENSION OU EN MOYENNE TENSION D'UNE INSTALLATION DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE », *JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE*, N°0098, PAGE 6920, TEXTE N°8, VERSION CONSOLIDÉE AU 06 MARS 2011, 25 AVRIL 2008.

[RF 2009A] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS ET DE LA CONSTRUCTION », *L'ESSENTIEL SUR…, ENVIRONNEMENT, CONSTRUCTION ET BÂTIMENTS*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, JUILLET 2009.**

[RF 2009B] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, « LOI N° 2009-967 DU 3 AOÛT 2009 DE PROGRAMMATION RELATIVE À LA MISE EN ŒUVRE DU GRENELLE DE L'ENVIRONNEMENT (1) », *JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE*, N°0179, PAGE 13031, TEXTE N° 2, VERSION CONSOLIDÉE AU 29 DÉCEMBRE 2012, 5 AOÛT 2009.**

[RF 2010A] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « CHIFFRES CLÉS DU CLIMAT – FRANCE ET MONDE, EDITION 2010 », *REPÈRES*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, JANVIER 2010.**

[RF 2010B] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, « LOI N° 2010-788 DU 12 JUILLET 2010 PORTANT ENGAGEMENT NATIONAL POUR L'ENVIRONNEMENT (1) », JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, N°0160, PAGE 12905, TEXTE N° 1, VERSION CONSOLIDÉE AU 24 MARS 2012, 13 JUILLET 2010.**

[RF 2010C] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ET LES ÉMISSIONS DE CO_2 DANS L'HABITAT », *L'ESSENTIEL SUR…, ENVIRONNEMENT, MÉNAGES ET ENVIRONNEMENT*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, JUILLET 2010.**

[RF 2012A] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « CHIFFRES CLÉS DU CLIMAT – FRANCE ET MONDE, ÉDITION 2012 », *REPÈRES*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, JANVIER 2012.**

[RF 2012B] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « CHIFFRES CLÉS DU CLIMAT – FRANCE ET MONDE, ÉDITION 2013 », *REPÈRES*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, DÉCEMBRE 2012.**

[RF 2012C] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « CHIFFRES CLÉS DE L'ÉNERGIE – ÉDITION 2012 », *REPÈRES*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, DÉCEMBRE 2012.**

[RF 2013A] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE POUR 2012 », *RÉFÉRENCES*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, JUILLET 2013.**

[RF 2013B] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « CHIFFRES CLÉS DES ÉNERGIES RENOUVELABLES – ÉDITION 2013 »,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, *REPÈRES*, JUIN 2013.**

[RF 2013C] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « LE BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE EN 2012 : UNE CONSOMMATION EN BAISSE SOUS L'EFFET DE LA MOROSITÉ ÉCONOMIQUE », *LE POINT SUR…*, N°168,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, JUILLET 2013.**

[RF 2013D] **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « CHIFFRES CLÉS DU CLIMAT – FRANCE ET MONDE, ÉDITION 2014 », *REPÈRES*,** www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr**, NOVEMBRE 2013.**

[RIF 2009] **Y. RIFFONNEAU, « GESTION DES FLUX ÉNERGÉTIQUE DANS UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE CONNECTÉ AU RÉSEAU – APPLICATION À L'HABITAT », THÈSE DE DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ JOSEPH FOURIER, SOUTENUE LE 23 OCTOBRE 2009.**

[SAL 2012] **SALVADOR M., « BATIMENTS A ENERGIE POSITIVE, OPTIMISATION DE LA DEMANDE ET DE LA PRODUCTION A PARTIR DES SOURCES D'ENERGIES RENOUVELABLES », THESE DE DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA, SOUTENUE LE 28 SEPTEMBRE 2012.**

[SAN 2010] **E. SANTACANA, B. HUSAIN, F. PINNEKAMP, P. HALVARSSON, G. RACKLIFFE, L. TANG, X. FENG, « QUE LA LUMIÈRE SOIT… INTELLIGENTE – LES FUTURES AUTOROUTES D'UNE ÉLECTRICITÉ PROPRE, SÛRE ET DURABLE », *ABB REVUE,* VOL. 1, N°10 LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DU FUTUR, 2010.**

[SOL 2011] **SOLARIS, WWW.SOLARIS-STORE.COM, 2011.**

[SPE 1986] **SPERA D. A., « OVERVIEW OF THE NEW ASME PERFORMANCE TEST CODE FOR WIND TURBINE », PROCEEDINGS OF JOINT ASME/IEEE POWER GENERTATION CONFERENCE, NEW-YORK, USA, 1986.**

[TRN] **TRNSYS, TRANSIENT SYSTEM SIMULATION TOOL,** http://www.trnsys.com**.**

[UE 2009A] **UNION EUROPÉENNE, « DIRECTIVE 2009/28/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 23 AVRIL 2009 RELATIVE À LA PROMOTION DE L'UTILISATION DE L'ÉNERGIE PRODUITE À PARTIR DE SOURCES RENOUVELABLES ET MODIFIANT PUIS ABROGEANT LES DIRECTIVES 2001/77/CE ET 2003/30/CE », *JOURNAL OFFICIEL DE L'UNION EUROPÉENNE*, N°L 140, JUIN 2009.**

[UE 2009B] **UNION EUROPÉENNE, « DIRECTIVE 2009/29/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 23 AVRIL 2009 MODIFIANT LA DIRECTIVE 2003/87/CE AFIN D'AMÉLIORER ET D'ÉTENDRE LE SYSTÈME COMMUNAUTAIRE D'ÉCHANGE DE QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE », *JOURNAL OFFICIEL DE L'UNION EUROPÉENNE*, N°L 140, JUIN 2009.**

[UE 2009C] **UNION EUROPÉENNE, « DIRECTIVE 2009/30/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 23 AVRIL 2009 MODIFIANT LA DIRECTIVE 98/70/CE EN CE QUI CONCERNE LES SPÉCIFICATIONS RELATIVES À L'ESSENCE, AU CARBURANT DIESEL ET AUX GAZOLES AINSI QUE L'INTRODUCTION D'UN MÉCANISME PERMETTANT DE SURVEILLER ET DE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE, MODIFIANT LA DIRECTIVE 1999/32/CE DU CONSEIL EN CE QUI CONCERNE LES SPÉCIFICATIONS RELATIVES AUX CARBURANTS UTILISÉS PAR LES BATEAUX DE NAVIGATION INTÉRIEURE ET ABROGEANT LA DIRECTIVE 93/12/CEE », *JOURNAL OFFICIEL DE L'UNION EUROPÉENNE*, N°L 140, JUIN 2009.**

[UE 2009D] **UNION EUROPÉENNE, « DIRECTIVE 2009/31/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 23 AVRIL 2009 RELATIVE AU STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU DIOXYDE DE CARBONE ET MODIFIANT LA DIRECTIVE 85/337/CEE DU CONSEIL, LES DIRECTIVES 2000/60/CE, 2001/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE ET 2008/1/CE ET LE RÈGLEMENT (CE) N° 1013/2006 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL », *JOURNAL OFFICIEL DE L'UNION EUROPÉENNE*, N°L 140, JUIN 2009.**

[UE 2009E] **UNION EUROPÉENNE, « DÉCISION N° 406/2009/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 23 AVRIL 2009 RELATIVE À L'EFFORT À FOURNIR PAR LES ÉTATS MEMBRES POUR RÉDUIRE LEURS ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AFIN DE RESPECTER LES ENGAGEMENTS DE LA COMMUNAUTÉ EN MATIÈRE DE RÉDUCTION DE CES ÉMISSION JUSQU'EN 2020 », *JOURNAL OFFICIEL DE L'UNION EUROPÉENNE*, N°L 140, JUIN 2009.**

[UE 2009F] **UNION EUROPÉENNE, « RÈGLEMENT (CE) N° 443/2009 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 23 AVRIL 2009 ÉTABLISSANT DES NORMES DE PERFORMANCES EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS POUR LES VOITURES PARTICULIÈRES NEUVES DANS LE CADRE DE L'APPROCHE INTÉGRÉE DE LA COMMUNAUTÉ VISANT À RÉDUIRE LES ÉMISSION DE CO2 DES VÉHICULES LÉGERS », *JOURNAL OFFICIEL DE L'UNION EUROPÉENNE*, N°L 140, JUIN 2009.**

[UFE 2010] **UNION FRANÇAISE DE L'ÉLECTRICITÉ (UFE), « RAPPORT DU GT "RÉSEAUX INTELLIGENT" », MAI 2010.**

[WIL 1994] **WILSON R. E., LISSAMAN P. B. S., « APPLIED AERODYNAMICS OF WIND POWER MACHINES », NATIONAL SCIENCE FOUNDATION, WASHINGTON DC, USA, 1994.**

Résumé

MICRO-RESEAU INTELLIGENT POUR LA GESTION DES RESSOURCES ENERGETIQUES

La raréfaction des ressources énergétiques fossiles, l'augmentation de la demande énergétique mondiale ainsi que la nécessité de réduire l'impact environnemental des émissions de gaz à effet de serre sont des enjeux majeurs. Pour y répondre, le développement des énergies renouvelables et la maitrise de la demande, notamment dans le secteur résidentiel, gros consommateur d'énergie, s'avèrent être des solutions intéressantes. Ainsi, des stratégies intelligentes sont nécessaires afin de gérer la production locale, de piloter son injection sur le réseau électrique et de maintenir l'équilibre entre offre et demande.

Le but des travaux entrepris est de développer puis de valider, en simulation, une approche intelligente (prédictive ou non) et multicritère de gestion énergétique d'un micro-réseau, à l'échelle d'un habitat individuel équipé de systèmes de production et de stockage. Cette stratégie de gestion tient compte de l'état du réseau électrique afin de minimiser l'impact de la production locale et de la consommation électrique. L'habitat individuel a été modélisé, ainsi que les systèmes de production (des panneaux solaires photovoltaïques et une éolienne à axe vertical) et de stockage (des batteries). Par ailleurs, plusieurs critères énergétiques et économiques sont proposés pour évaluer le dimensionnement de ces systèmes et la pertinence de la stratégie proposée.

Les résultats obtenus démontrent qu'il est possible d'obtenir des configurations intéressantes permettant de promouvoir l'autoconsommation d'énergie et d'optimiser l'injection et le soutirage au réseau électrique. Ainsi, une meilleure adéquation entre offre et demande a pu être obtenue.

Abstract

The rarefaction of the fossil fuels, the increase in the demand for energy as well as the emissions of greenhouse gases are major concerns. As a result, developing renewable energies and controlling the demand for energy, in particular in the residential sector, are interesting solutions. So, new and intelligent strategies are needed in order, first, to manage the local production of energy, as well as its injection on the electricity grid, and, secondly, to maintain the equilibrium of supply and demand.

The aim of the present work is to develop then validate in simulation an intelligent and multicriteria approach (predictive or not) for the management of the energy resources in a microgrid, i.e. a single-storey house equipped with production and storage systems. The proposed approach is based on the status of the electricity grid in order to minimize the impact of both the local production and consumption of electricity. The considered house as well as the production (i.e. photovoltaic solar panels and a vertical-axis windmill) and storage (i.e. batteries) systems have been modelled. In addition, several energy and economic criteria have been defined in order to evaluate the proposed strategy.

The results highlight interesting configurations allowing energy self-consumption to be promoted and the injection/extraction process to be optimized. So, a better balance between supply and demand has been achieved.