ADEME

Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

L’exercice de prospective de l’ADEME

« Vision 2030-2050 »

Document technique

INTRODUCTION **10**

SYNTHESE **12**

PARTIE A LES ENJEUX D'AUJOURD'HUI ET DE DEMAIN **13**

1. Les enjeux énergétiques et environnementaux **14**
1.1. Les questions énergétiques et climatiques 14
1.1.1. L'énergie en France 15
1.1.1.a. Production d'énergie et importations 15
1.1.1.b. Consommation d'énergie par secteur 15
1.1.2 L'Europe de l'énergie 16
1.1.2.a. Les politiques énergétiques 16
1.1.2.b Les interconnexions entre pays européens 17
1.1.3. Le changement climatique 17
1.2. Les tensions sur les ressources 19
1.3. La qualité de l'air 19

2. Les enjeux sociaux et territoriaux **21**
2.1. Budgets des ménages et précarité énergétique 22
2.2. Territoire et gouvernance 22

3. Les enjeux économiques **23**
3.1. Démographie et croissance 23
3.1.1 Le pacte de stabilité et de croissance 23
3.1.2 Des marges de manœuvre limitées 24
3.2. Balance commerciale et indépendance énergétique 24

PARTIE B. VISION 2030 : UN SCENARIO VOLONTARISTE DE MAITRISE DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE ET DE DEVELOPPEMENT DE L'OFFRE RENOUVELABLE **27**

1. Méthodologie **28**
1.1. Contexte de l'exercice de prospective à l'horizon 2030 28
1.1.1. Prospective ou prévision ? 28
1.1.2. La mise en commun des connaissances 28
1.1.3. Le rôle des modèles 28
1.2. Cadrage macroéconomique et démographique 29

2. Une politique ambitieuse en faveur de la maîtrise de la consommation énergétique **31**
2.1. Evolution du secteur du bâtiment et de l'organisation urbaine 31

2.1.1. Contexte du secteur du bâtiment et de la construction 31
2.1.2. Bâtiment résidentiel 34
2.1.1.a. Contexte du secteur du bâtiment résidentiel 34
2.1.1.b. Vision de l'ADEME pour le secteur du bâtiment résidentiel 35
i. Hypothèses retenues concernant la construction neuve et l'organisation urbaine 35
ii. Hypothèses retenues concernant la rénovation thermique 37
iii. Hypothèses retenues concernant l'évolution des comportements et les gains naturels d'efficacité énergétique 38
iv. Hypothèses retenues concernant les systèmes de génération de chauffage 39
v. Hypothèses retenues concernant les équipements efficaces pour l'eau chaude sanitaire 42
vi. Hypothèses retenues concernant l'évolution des consommations de climatisation 43
vii. Hypothèses retenues concernant les gains sur l'éclairage 45
viii. Hypothèses retenues concernant la cuisson 45
ix. Hypothèses retenues concernant les usages spécifiques de l'électricité 45
2.1.1.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour les bâtiments résidentiels 46
2.1.3. Bâtiment tertiaire 48
2.1.2.a. Contexte du secteur du bâtiment tertiaire 48
2.1.2.b. Vision de l'ADEME pour le secteur du bâtiment tertiaire 48
i. Hypothèses retenues concernant l'évolution des surfaces climatisées 49
ii. Hypothèses retenues concernant les besoins en chauffage 49
iii. Hypothèses retenues concernant les autres usages thermiques 49
iv. Hypothèses retenues concernant la climatisation dans les bâtiments tertiaires 50
v. Hypothèses retenues concernant les usages spécifiques de l'électricité dans les bâtiments tertiaires 50
2.1.2.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour les bâtiments tertiaires 50
2.1.4 Eclairage public 51
2.1.3.a Contexte 51
2.1.3.b Vision de l'ADEME pour l'éclairage public 52
2.1.3.c Bilan du scénario de l'ADEME pour l'éclairage public 52
2.1.5. Réseaux de chaleur dans le secteur du bâtiment 53
2.1.6. Principales conditions de réalisation 53
2.1.7. Bilan global du scénario de l'ADEME pour le secteur «Batiment et organisation urbaine» 56
2.2. Evolution du secteur des transports et de la mobilité 57
2.2.2. Le transport de passagers 57
2.2.2.a. Contexte du secteur du transport de passagers 57
2.2.1.b. Vision de l'ADEME pour le transport de passager 58
i. Hypothèses retenues concernant les évolutions du besoin global de mobilité 59
ii. Hypothèses retenues concernant l'offre de transport 59
iii. Hypothèses retenues concernant les évolutions technologiques 63
2.2.1.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour la mobilité individuelle 66
2.2.2. Le transport de marchandise 67
2.2.2.a. Contexte du transport de marchandises 67
2.2.2.b. Vision de l'ADEME pour le transport de marchandises 67
i. Hypothèses retenues concernant les évolutions des tonnes transportées 67
ii. Hypothèses retenues concernant les évolutions modales et les infrastructures 67
2.2.2.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour le transport de marchandises 69
2.2.3. Principales conditions de réalisation 69
2.2.4. Bilan global de la vision de l'ADEME pour le secteur « Transports et Mobilité » 69

2.3. Evolution du secteur de l'alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols 71
2.3.1. Les besoins alimentaires 72
2.3.1.a Contexte 72
i. Quantités consommées 73
ii. Modes de consommation 75
iii. Importations et exportations 77
2.3.1.b. Vision de l'ADEME sur l'évolution des besoins alimentaires 77
i. Hypothèses retenues concernant l'ajustement des apports alimentaires aux besoins 77
ii. Hypothèses retenues concernant l'ajustement des régimes alimentaires 77
iii. Hypothèses retenues concernant le gaspillage alimentaire et les pertes évitables 78
iv. Hypothèses retenues concernant les modes de consommation 80
2.3.1.c. Bilan du scénario de l'ADEME sur l'alimentation à l'horizon 2030 81
2.3.2. Les modes de production agricoles 82
2.3.2.a. Contexte 82
2.3.2.b Vision de l'ADEME concernant les pratiques agricoles 87
i. Hypothèses retenues concernant les évolutions des systèmes de production agricole et le développement des pratiques stockantes 87
ii. Hypothèses retenues concernant les gains énergétiques possibles 92
iii. Hypothèses retenues concernant l'évolution des élevages 93
iv. Hypothèses retenues pour le compostage 94
v. Hypothèses retenues sur l'évolution de la Politique Agricole Commune 95
2.3.2.c. Bilan du scénario de l'ADEME concernant les modes de production agricoles 95
2.3.3. L'artificialisation des sols et changements d'usage 96
2.3.3.a Contexte 96
2.3.3.b Vision de l'ADEME concernant l'artificialisation des sols 97
i. Hypothèses retenues concernant l'artificialisation des sols 97
2.3.3.c Bilan du scénario de l'ADEME sur l'évolution de l'artificialisation des sols 98
2.3.4. Principales conditions de réalisation 98
2.3.5. Bilan global du scénario de l'ADEME pour le secteur de « l'Alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols » 101
2.4. Evolution du secteur de la production industrielle 105
2.4.1. Contexte général 105
2.4.1.a Cartographie 106
2.4.1.b. Evolution et déterminants 107
2.4.2. Vision de l'ADEME pour la production industrielle 109
2.4.2.a. Hypothèses retenues concernant les gains d'efficacité énergétique par secteur industriel 110
2.4.2.b. Hypothèses retenues sur le recyclage 116
2.4.2.c Hypothèses retenues pour la valorisation énergétique et l'intégration des ENR 119
2.4.2.d. Hypothèses retenues pour la chimie du végétal 122
2.4.3. Principales conditions de réalisation 125
2.4.4. Bilan global du scénario de l'ADEME pour le secteur de la production industrielle 127
2.5. Le scénario ADEME 2030 : bilan total de la consommation énergétique 129

3. Une offre énergétique diversifiée et durable 131
3.1 Méthodologie 131
3.2. Le potentiel de développement des énergies renvouvelables par filière 131
3.2.1. La biomasse 131

3.2.1.a. Contexte de la ressource biomasse 131
3.2.1.b. Vision de l'ADEME pour la biomasse 132
i. Hypothèses retenues pour les combustibles solides biosourcés 133
ii. Hypothèses retenues pour la méthanisation 136
iii. Hypothèses retenues pour les biocarburants liquides 138
3.2.1.c. Principales conditions de réalisation 139
3.2.1.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour la ressource biomasse 141
3.2.2. L'hydroélectricité 141
3.2.2.a. Contexte de l'hydroélectricité 142
3.2.2.b. Vision de l'ADEME pour l'hydroélectricité 144
i. Hypothèses retenues pour l'hydroélectricité 144
3.2.2.c. Principales conditions de réalisation 144
3.2.2.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour l'hydroélectricité 145
3.2.3. L'éolien terrestre 145
3.2.3.a. Contexte de l'éolien terrestre 145
3.2.3.b. Vision de l'ADEME pour l'éolien terrestre 147
i. Hypothèses retenues pour l'éolien terrestre 148
3.2.3.c. Principales conditions de réalisation 148
3.2.3.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour l'éolien terrestre 149
3.2.4. L'éolien en mer 150
3.2.4.a Contexte de l'éolien en mer 150
3.2.4.b. Vision de l'ADEME pour l'éolien en mer 150
i. Hypothèses retenues concernant l'éolien en mer 151
3.2.4.c. Principales conditions de réalisation 151
3.2.4.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour l'éolien en mer 151
3.2.5. Le photovoltaique 152
3.2.5.a. Contexte de l'énergie photovoltaïque 152
3.2.5.b. Vision de l'ADEME pour le photovoltaïque 155
i. Hypothèses retenues pour le photovoltaïque décentralisé 156
ii. Hypothèses retenues pour le photovoltaïque centralisé (système PV > 9kW) 157
iii. Hypothèses retenues concernant l'évolution des rendements 158
3.2.5.c. Principales conditions de réalisation 158
3.2.5.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour le photovoltaique 159
3.2.6. Le solaire thermique 162
3.2.6.a. Contexte du solaire thermique 162
3.2.6.b. Vision de l'ADEME pour le solaire thermique 165
i. Hypothèses retenues dans les bâtiments 165
ii. Hypothèses retenues dans l'industrie 165
iii. Hypothèses retenues sur les réseaux de chaleur 167
3.2.6.c. Principales conditions de réalisation 167
3.2.6.d. Bilan de la vision de l'ADEME pour le solaire thermique 168
3.2.7. La géothermie 169
3.2.7.a. Contexte de la géothermie 169
3.2.7.b. Vision de l'ADEME pour la géothermie 174
i. Hypothèses retenues pour la géothermie décentralisée 174
ii. Hypothèses retenues pour la géothermie centralisée productrice de chaleur 175
iii. Hypothèses retenues pour la géothermie centralisée productrice d'électricité 175
3.2.7.c. Principales conditions de réalisation 176

3.2.7.d. Bilan du scénario de l'ADEME 176
3.2.8. Les énergies marines 177
3.2.8.a. Contexte des énergies marines 177
3.2.8.b. Vision de l'ADEME pour les énergies marines 179
i. Hypothèses retenues pour la filière hydrolienne 180
ii. Hypothèses retenues pour la ressource houlomotrice 180
iii. Hypothèses retenues pour le développement du marémoteur 181
iv. Hypothèses retenues pour l'énergie osmotique 181
v. Hypothèses retenues pour l'énergie thermique des mers 181
3.2.8.c. Principales conditions de réalisation 181
3.2.8.d. Bilan de la vision de l'ADEME pour les énergies marines 182
3.2.9. La récupération de la chaleur fatale des sites industriels 183
3.2.9.a Contexte 183
3.2.9.b Vision de l'ADEME pour la chaleur fatale et de récupération 184
i. Hypothèses retenues 184
3.2.9.c. Principales conditions de réalisation 186
3.2.9.d. Bilan de la vision de l'ADEME pour la chaleur fatale et de récupération 187
3.3. Le réseau électrique 187
3.3.1. Enjeux liés au mix électrique 187
3.3.1.a. Moyens de flexibilité en production 187
3.3.1.b. Moyens de stockage et potentiels de développement 188
i. Les STEP 189
ii. Technologies de stockage autres que les STEP 191
iii. Réglementation et vision globale de développement 192
iv. Les réserves 193
3.3.1.c. Capacités d'effacement 193
3.3.1.d. Interconnexions 196
3.3.1.e La gestion du réseau électrique 197
i. Intérêts des technologies Smartgrids 197
ii. Flexibilité de la consommation apportée par les technologies smartgrids 197
iii. Insertion des énergies renouvelables accrue avec les technologies smartgrids 197
iv. L'information du consommateur 198
v. Technologies smartgrids et pertes sur le réseau 198
3.3.2. Scénario ADEME 2030 : réaliser un ajustement de la consommation et de la production au pas de temps horaire 200
3.3.2.a. Caractéristiques de l'outil de modélisation utilisé 200
i. Structure de l'outil de modélisation utilisé 200
ii. Modélisation de la consommation électrique au pas horaire 202
iii. Modélisation de la production électrique au pas horaire 205
iv. Modélisation des interconnexions 209
v. Modélisation de la production d'hydrogène et méthanation 210
3.3.2.b. Résultats de la modélisation pour l'équilibre offre-demande au pas horaire 210
3.3.5. Bilan du scénario de l'ADEME pour le réseau électrique en 2030 216
3.4. Le réseau de chaleur 218
3.4.1. Contexte 218
3.4.2. Vision de l'ADEME pour le réseau de chaleur 220
3.4.3. Principales conditions de réalisation 221
3.4.4. Bilan du scénario de l'ADEME pour le réseau de chaleur en 2030 222

3.5 Le réseau de gaz 222

4. Scénario ADEME 2030 : bilan énergétique total 223
4.1 Bilan primaire 223
4.2 Bilan primaire par vecteur 224
4.3 Consommation finale par vecteur et par secteur 225

5. Scénario ADEME 2030 : émissions de gaz à effets de serre 226

PARTIE C. VISION 2050 : UNE APPROCHE NORMATIVE COMPATIBLE AVEC L'OBJECTIF FACTEUR 4 227

1. Méthodologie 228
1.1. Contexte de l'exercice de prospective à l'horizon 2050 228
1.1.1. Qu'est ce qu'une approche normative ? 228
1.1.2. La mise en commun des connaissances 228
1.2. Cadrage macroéconomique et démographique 229

2. Une énergie moins gaspillée et mieux valorisée 230
2.1. Evolution du secteur du bâtiment et de l'organisation urbaine 230
2.1.1. Les évolutions possibles de l'organisation de l'espace urbain 231
2.1.1.a. Le contexte actuel est structurant pour l'espace urbain à 2050 231
2.1.1.b. Quelles évolutions possibles et souhaitables ? 231
2.1.2. Bâtiments résidentiels 232
2.1.2.a. Vision de l'ADEME pour le bâtiment résidentiel 232
i. Hypothèses retenues pour la construction neuve 232
ii. Hypothèses retenues performance énergétique des bâtiments résidentiels 233
2.1.2.b. Bilan de la vision de l'ADEME pour le bâtiment résidentiel 234
2.1.3. Bâtiments tertiaires 235
2.1.3.a. Vision de l'ADEME pour le bâtiment tertiaire 235
i. Hypothèses retenues pour la construction neuve 235
i. Hypothèses retenues pour la performance énergétique des bâtiments 235
2.1.3.b. Bilan de la vision de l'ADEME pour le bâtiment tertiaire 235
2.1.4. Bilan du scénario de l'ADEME pour le secteur du bâtiment et de l'organisation urbaine 236
2.2. Evolution du secteur des transports et de la mobilité 237
2.2.1 Le transport de passagers 237
2.2.1.a. Vision de l'ADEME pour le transport de passagers 237
i. Hypothèses retenues pour l'évolution du besoin de mobilité 237
ii. Hypothèses retenues concernant les différents types de mobilité 238
2.2.2 Le transport de marchandises 240
2.2.2.a. Vision de l'ADEME pour le transport de marchandises 240
i. Hypothèses retenues pour l'évolution du nombre de tonnes transportées 240
2.2.3. Vers une indépendance vis-à-vis du pétrole dans les transports ? 241
2.2.4. Bilan du scénario de l'ADEME pour le secteur « Transports et mobilité » 241
2.3. Evolution du secteur de l'alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols 243
2.3.1 Méthodologie 243
2.3.2 Besoins et productions agricoles 245
2.3.2.a. Vision de l'ADEME sur l'évolution des besoins alimentaires 246

i. Hypothèses retenues pour les enjeux en terme de santé 246
ii. Hypothèses retenues pour les pratiques et les pertes 246
iii.Hypothèses retenues pour la composition de l'assiette alimentaire en 2050 246
iv. Hypothèses retenues pour le commerce extérieur 248
2.3.3.b. Vision de l'ADEME sur les modes de production agricole et le cheptel 249
i. Hypothèses retenues pour les cultures végétales 249
ii. Hypothèses retenues pour les productions animales 250
2.3.3 L'artificialisation des sols et les changements d'usage 250
2.3.4 Bilan du scénario de l'ADEME pour le secteur de l'alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols 251
2.4. Evolution du secteur de la production industrielle 253
2.4.1 Méthode de travail 254
2.4.2 Productions physiques 254
2.4.3. Quelques déterminants pour l'évolution de l'outil industriel 254
2.4.2.a. Hypothèses retenues pour l'évolution des gains d'efficacité énergétique 255
2.4.4 Bilan du scénario de l'ADEME dans le secteur de l'industrie 256
2.5. Scénario ADEME 2050 : bilan total de la consommation énergétique 258

3. Ressources énergétiques durables : vers l'indépendance énergétique et la neutralité environnementale 260
3.1 Méthodologie 260
3.2. Vision de l'ADEME pour l'offre d'énergie renouvelable 260
3.2.1 Biomasse 260
3.2.2 Hydroélectricité 262
3.2.3 Eolien 262
3.2.4 Photovoltaïque 263
3.2.5 Solaire thermique 264
3.2.6 Géothermie 264
3.2.7 Energies marines 266
3.2.8 Chaleur renouvelable et de récupération 266
3.3. Bilan de la production d'énergie 267
3.3.1. Le réseau électrique 267
3.3.2. Le réseau de chaleur 268
3.3.3. Le réseau de gaz 269

4. Bilan énergétique total 271
4.1 Bilan primaire 271
4.2 Bilan primaire par vecteur 272
4.3 Consommation finale par vecteur et par secteur 273

5. Emissions de gaz à effet de serre 274
5.1 La valorisation du CO2 274
5.1.1 Les voies déjà industrialisées 274
5.1.2 Les voies court terme (première installation industrielle envisageable d'ici 5 ans) 274
5.1.3 Les voies moyen terme (première installation industrielle envisageable d'ici 5 à 10 ans) 275
5.1.4 Les voies long terme (première installation industrielle non envisageable avant au moins 10 ans, voire plus de 20 ans) 275
5.1.5 Verrous et potentiel de développement 276
5.2 Bilan des émissions de GES 277

PARTIE D. EVOLUTION DE LA QUALITE DE L'AIR 278

1. Méthodologies d'estimation des impacts du scénario énergétique 2030 ADEME sur les émissions polluantes et la qualité de l'air 283
1.1. Impacts du scénario ADEME sur les émissions de polluants en 2030 284
1.2. Impacts du scénario énergétique sur la qualité de l'air : application de modèles de qualité de l'air en zones urbanisées types 289

2. Impacts sur les émissions et la qualité de l'air du transport routier 290
2.1. Evolution des émissions par le trafic routier en 2030 et 2050 290
2.2. Evolution des activités 290
2.3. Evolution des facteurs d'émission 291
2.4. Evolution des émissions de polluants 292

3. Estimation des impacts sur la qualité de l'air 292

4. Bilan sur l'évolution de la qualité de l'air 294

Introduction

L'ADEME, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, est une agence publique placée sous la tutelle du Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie et du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche.

L'exercice de prospective Vision 2030-2050 a été l'occasion pour les experts de différents services techniques et économiques de l'Agence de mettre en commun leur expertise au sein d'une vision globale cohérente, précise et argumentée d'un avenir énergétique plus durable. Pour cela, l'Agence s'est appuyée sur l'ensemble des informations et données auxquelles elle a accès.

Ce travail, réalisé en interne, offre à l'Agence l'occasion de proposer au grand public une vision énergétique volontariste, axée sur ses deux champs de compétences : la maîtrise de la consommation énergétique et le développement de l'offre d'énergies renouvelables. La vision prospective proposée ne repose toutefois pas sur un changement radical de mode de vie ou sur le pari d'une rupture technologique forte.

Le travail réalisé recouvre le territoire métropolitain uniquement : ainsi, les consommations énergétiques ou émissions de GES hors métropole ne sont pas prises en compte, tout comme les consommations « internationales » (aérien international, soutes maritimes internationales). Ce champ est ainsi identique à celui considéré par la France dans les documents qu'elle transmet aux instances internationales. L'horizon 2050 prend en compte les premiers impacts dus au changement climatique sur certaines consommations énergétiques.

Cet exercice s'est attaché à :

- développer une approche transversale de l'ensemble des secteurs de consommation et de production. :

- réduire fortement la dépendance énergétique de la France, importatrice pour près de 71 milliards d'euros en 2012 en approvisionnements énergétiques ;

- proposer des améliorations des services énergétiques, de la qualité de vie pour les ménages, notamment les plus précaires, et assurer un cadre économique et réglementaire pérenne et stable pour les entreprises avec un maintien de notre outil industriel et le développement croissant d'une industrie verte (ENR, bâtiment, recyclage, etc.).

L'Agence attache également une grande importance à la vertu pédagogique de son exercice de prospective. Ainsi, pour chaque secteur, le contexte actuel est rappelé, et une attention particulière a été portée à l'homogénéisation des unités pour rendre les éléments de tous les secteurs comparables entre eux. Une synthèse de ce document, reprenant les principaux déterminants et leurs conséquences, est également disponible.

L'ADEME n'a pas souhaité se prononcer sur les éléments qui ne constituent pas son cœur de métier. Ainsi, les hypothèses économiques ou démographiques retenues sont issues de sources officielles externes, tout comme l'hypothèse des prix de l'énergie à l'importation. L'ADEME ne se prononce pas non plus dans sa vision prospective sur la durée de vie des réacteurs nucléaires, ou l'exploitation des gaz de schistes. La question de la part de l'énergie nucléaire dans le mix électrique est ainsi déterminée exclusivement, pour 2030, par les trois éléments suivants : (1) l'évolution de la consommation d'électricité (2) l'augmentation de l'offre d'énergies renouvelables (3) l'ajustement électrique offre-demande aux différents pas de temps. L'ADEME n'a pas pris position sur l'évolution du mix électrique à l'horizon 2050, et propose trois alternatives. A cette échéance, il nous semble toutefois nécessaire de mener des travaux complémentaires sur l'intégration d'une part très importante d'EnR intermittentes sur le réseau électrique.

L'exercice « Vision 2030-2050 » est scindé en deux parties. L'interprétation des résultats doit donc se faire de manière complémentaire : la perspective 2030 est à mettre en regard de l'objectif 2050 à atteindre.

Pour l'horizon 2030, l'ADEME a souhaité établir un scénario ambitieux et réaliste d'évolution de la consommation énergétique et de la production d'énergies renouvelables afin de porter une vision claire, précise et argumentée d'un futur énergétique possible. Ce travail a notamment consisté à identifier, pour chaque secteur et sous-secteur (filières industrielles, types de véhicule, etc.), des potentiels d'efficacité énergétique atteignables, leur faisabilité économique et les conditions de réalisation permettant de mettre en œuvre une telle transition énergétique. Les deux indicateurs principaux sont la consommation énergétique et les émissions de CO2. D'autres indicateurs ont toutefois également été suivis, par exemples les autres émissions de gaz à effet de serre, l'évolution de la qualité de l'air (particules fines, etc.) ou les déchets.

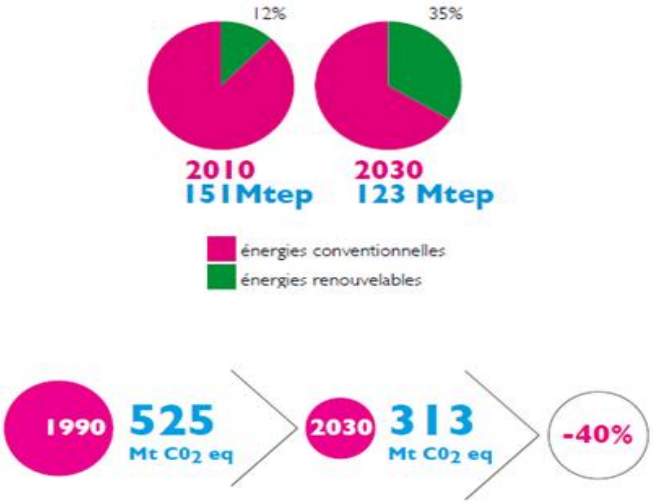
Pour l'horizon 2050, l'exercice est normatif, puisqu'il s'agit d'imaginer une vision 2050 cohérente avec l'objectif « Facteur 4 » (division par quatre de nos émissions de CO2 en 2050 par rapport à 1990). Il ne s'agit donc plus d'être sur une perspective « tendancielle volontariste », mais de se fixer l'objectif final et d'identifier un chemin possible permettant d'y arriver en imaginant des changements plus structurants des modes de vie (économie du partage, réflexion sur l'organisation urbaine, etc.). Les options retenues pour le scénario 2050 résultent pour partie des visions retenues dans les feuilles de route stratégiques réalisées par l'ADEME, en amont des appels à manifestation d'intérêt publiés dans le cadre des « Investissements d'Avenir ».Ces feuilles de route ont pour vocation de soutenir des expérimentations de nouvelles technologies et de nouvelles organisations des modes de vie. En outre, les exercices sectoriels de prospective « Facteur 4», conduits depuis 2008, ont permis d'étoffer des visions sectorielles normatives.

Le chiffrage économique de ces scénarios a été réalisé à l'aide du modèle ThreeMe développé par l'ADEME et l'OFCE. Les résultats seront présentés dans un rapport qui viendra compléter ce document technique.

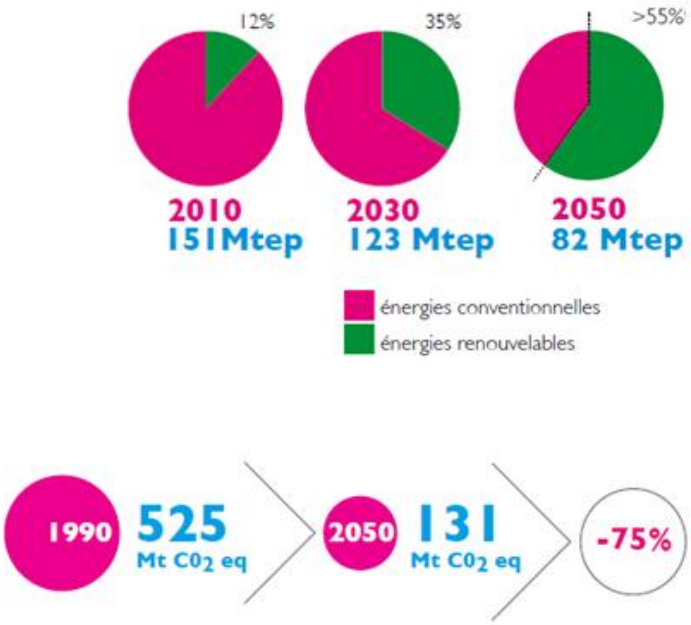
Synthèse

L'exercice de prospective « Vision 2030-2050 » aboutit aux résultats suivants :

- une baisse des consommations énergétiques de 20% est possible d'ici 2030 tout en diminuant nos émissions de GES de l'ordre de 40%, avec une contribution majeure du secteur du bâtiment pour la baisse de la consommation énergétique et un rôle important pour la biomasse dans la production d'énergie renouvelable.



- D'ici 2050, les consommations énergétiques peuvent être divisées par 2 et les émissions de GES divisées par 4 avec un rôle clé joué par le secteur des transports qui divise par plus de 10 ses émissions de GES.



Partie A

Les enjeux d’aujourd’hui et de demain

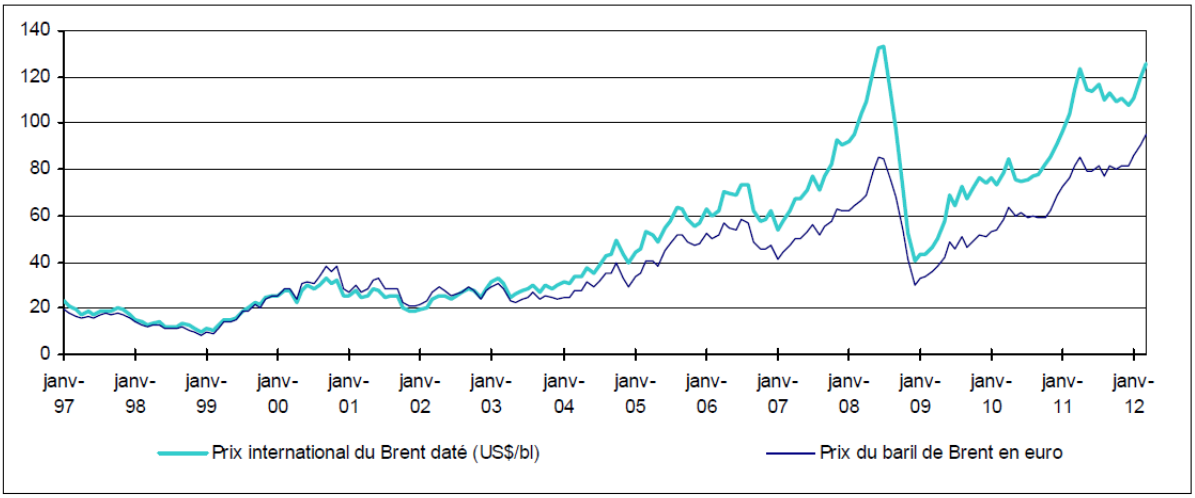
1. Les enjeux énergétiques et environnementaux

La démographie mondiale et la croissance économique tirent la consommation d'énergie et de matières premières vers le haut. Or, la plupart de ces ressources ne sont pas renouvelables. Cette réalité va rapidement contraindre les pays du monde à modifier leurs modes de consommation et de développement pour prendre en compte des objectifs de durabilité et de soutenabilité. Il est nécessaire d'anticiper ces changements ; pour ne pas avoir à les subir, et éviter ainsi les conséquences négatives pour l'activité économique et le niveau de vie des populations qui pourraient en découler

1.1. Les questions énergétiques et climatiques

En 5 ans, entre 2003 et 2008, le prix à l'importation du baril de pétrole (brent) a été multiplié par 4 et les prévisions de production de brut par l'AIE tablent sur la satisfaction de la demande à l'horizon 2030 par 50% des exploitations issues de projets non encore identifiés.

Cotations moyennes annuelles du Brent daté exprimées en dollars et en euros courants



Source : Reuters/Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

L'apparition, à court terme, de forts déséquilibres entre offre et demande mondiales de pétrole doit être considérée comme un risque sérieux, notamment pour un pays, tel que la France, importateur à 99%.

En outre, il apparaît évident que la diminution de la production des champs géants mis en exploitation au cours du XXème siècle, et celle plus rapide encore des champs moyens et petits, comme le rappelle l'Agence Internationale de l'énergie (AIE) dans son World Energy Outlook (WEO) 2008, couplée à une demande croissante renforcera les tensions sur la ressource pétrolière et pourrait menacer la plupart des économies modernes extrêmement dépendantes du pétrole.

La mise en production rapide des réserves des gaz et pétroles de schiste dans le monde, et notamment en Amérique du nord, ainsi que l'exploitation des ressources en charbon pourront, pour partie et pendant une période limitée, être utilisées comme produits de substitution à certains des usages actuels du pétrole. Si les prochaines années verront sans doute émerger un « âge d'or du gaz », pour reprendre l'expression de l'AIE, ces ressources

existent également en quantité limitée et leur exploitation n'est pas sans conséquence environnementale, directe ou indirecte.

Le XXIème siècle sera donc inévitablement, de manière subie ou choisie, le siècle de la transition énergétique vers les ressources moins carbonées, moins centralisées et moins polluantes.

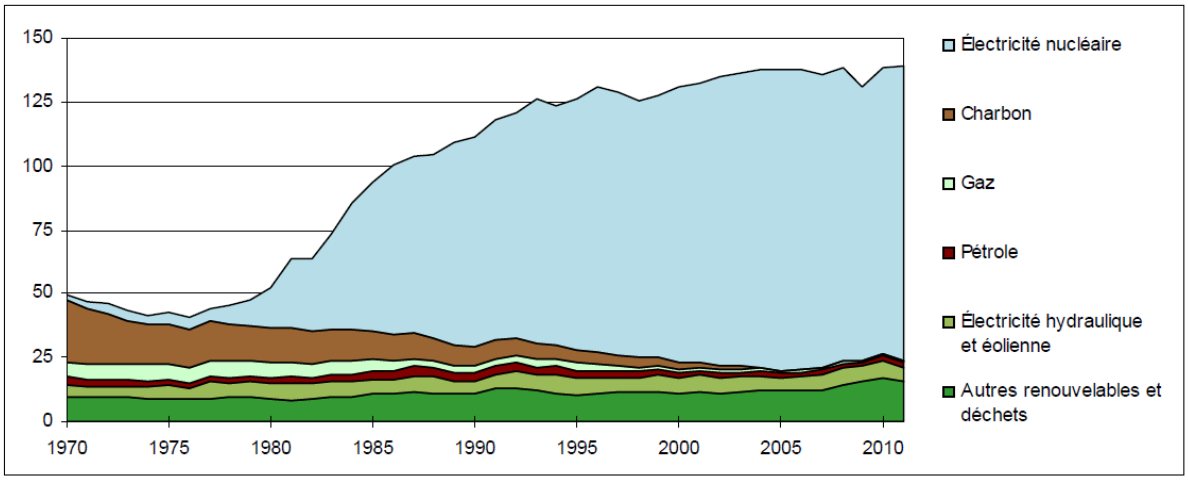
1.1.1. L'énergie en France

La France est très largement dépendante pour son approvisionnement énergétique. Cela atteint même des niveaux record sur certaines énergies primaires comme le pétrole (99%).

1.1.1.a. Production d'énergie et importations

Si la production nationale n'est pas négligeable (environ 130 Mtep sur 280 Mtep), elle est toutefois principalement une production d'électricité nucléaire.

Production d'énergie primaire
En Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Dans le secteur des transports, la part des énergies fossiles, quasi-exclusivement le pétrole, est prépondérante (plus de 95%).

1.1.1.b. Consommation d'énergie par secteur

Les principaux postes de consommation énergétique sont le secteur du bâtiment (notamment le bâtiment résidentiel), le secteur des transports et le secteur de l'industrie (cf tableau 2).

Le secteur du bâtiment représente en effet plus de 40% de la consommation d'énergie finale. Les solutions pour réduire drastiquement ces consommations à confort préservé ne nécessitent pas ou peu de rupture technologique. Elles sont avant tout à rechercher dans des innovations dans les domaines de l'organisation de l'industrie du bâtiment et des chantiers, de l'ingénierie financière et des verrous juridiques et réglementaires. Elles nécessitent toutefois de mobiliser des décideurs nombreux et diffus.

Le secteur des transports est fortement structuré par l'attitude des individus vis-à-vis de leur véhicule. Longtemps symbole de richesse et de liberté, la place du véhicule particulier est en pleine mutation en raison des charges qu'il fait peser sur le budget des ménages. La pénétration de véhicules plus adaptés aux différents types de trajets, dotés de motorisations spécifiques à chacun des usages ne pourra se faire que progressivement avec l'évolution du comportement de la société vis-à-vis de ce bien. Les grandes tendances vont vers un décloisonnement des modes de transport tels que nous les connaissons aujourd'hui, notamment entre transport public collectif et véhicule privé individuel : une multitude de solutions de mobilité se développeront tout le long du spectre.

Le bilan de la consommation d'énergie finale par secteur donné par le SOeS est le suivant :

Consommation d'énergie finale par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2008	2009	2010
Résidentiel-tertiaire	56,2	57,7	67,3	69,0	68,9	68,1
Transports	25,9	40,8	50,6	50,5	49,7	50,1
Industrie	47,9	38,2	38,3	37,5	32,7	35,3
dont sidérurgie	12,5	7,0	6,1	5,7	4,2	5,0
Agriculture	3,7	4,0	4,4	4,4	4,2	4,2
Total énergétique	133,6	140,7	160,5	161,4	155,5	157,7

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

1.1.2 L'Europe de l'énergie

1.1.2.a. Les politiques énergétiques

La Communauté européenne a signé le protocole de Kyoto en 1997 et s'est engagée à réduire de 8% le niveau de ses émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 pour la période 2008-2012.

Le Paquet Energie Climat et l'objectif 3x20 - Le Paquet Energie Climat a été adopté par le Conseil européen du 12 décembre 2008. Traduisant en actions concrètes la volonté de l'Union européenne d'intensifier ses efforts en matière climatique, il comprend un ensemble de mesures – directives, décisions - qui doivent permettre la réalisation de « l'objectif des 20-20-20 » à l'horizon 2020 : réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20% par rapport à 1990, augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables à concurrence de 20% de la production totale d'énergie, réduction de la consommation d'énergie finale de 20% par rapport au niveau prévu pour 2020 grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Energies renouvelables - La 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 fixe des objectifs nationaux contraignants concernant la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. Pour la France, la part d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie en 2020 doit s'élever à 23%.

Efficacité énergétique - La Commission a présenté, en novembre 2008, une communication « Efficacité énergétique : atteindre l'objectif des 20 % » dans laquelle elle propose des mesures concernant l'efficacité énergétique : refonte de la directive sur la performance énergétique des bâtiments et de la directive sur l'étiquetage énergétique, proposition de directive établissant un système d'étiquetage pour les pneumatiques, décision de la Commission établissant des lignes directrices sur le calcul du volume d'électricité provenant de la cogénération, etc.

1.1.2.b Les interconnexions entre pays européens

La question du mix électrique et du renforcement du réseau électrique ne se pose pas uniquement au niveau national.

Ainsi, si le réseau de transport d'électricité (RTE) dessert l'ensemble de la France, il est relié au reste de l'Europe. Avec 46 lignes d'interconnexion aux 6 frontières françaises, les lignes électriques haute-tension maillent la plaque continentale.

Avec ses homologues européens, RTE construit des dispositifs techniques et économiques permettant d'organiser le marché européen de l'électricité, de fluidifier les échanges entre les pays, mais aussi d'assurer en permanence la sureté du fonctionnement du système de transport d'électricité. La coopération entre gestionnaires de réseaux de transport en Europe accroît la sûreté des réseaux électriques et améliore la sécurité d'approvisionnement.

Elle permet de mieux anticiper certaines situations tendues (par exemple en période de forte consommation), ou encore de compenser immédiatement toute défaillance d'un équipement de production ou de transport d'électricité. Les réseaux nationaux et européens étant interconnectés, cette responsabilité s'exerce en relation avec nos homologues européens.

1.1.3. Le changement climatique

Le développement des activités humaines accroît l'effet de serre, avec pour conséquence une augmentation de la température à la surface du globe et un risque d'importants changements climatiques sur la planète.

L'effet de serre est un phénomène naturel. Présents en petite quantité dans l'atmosphère, certains gaz comme la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone (CO_2) ou le méthane (CH_4) retiennent une large part de l'énergie solaire renvoyée vers l'espace par la terre. Ce faisant, ces gaz à effet de serre (GES) maintiennent l'atmosphère à une température moyenne d'environ 15°C. Sans eux, le thermomètre descendrait à -18°C, interdisant de facto le développement de la vie.

Avec la révolution industrielle, le charbon est devenu le combustible des sociétés industrialisées avant d'être détrôné, à la fin de la seconde guerre mondiale, par le pétrole et le gaz. La combustion de ces énergies émet du gaz carbonique (appelé dès lors le CO_2 énergétique). Aujourd'hui, plus de 80 % de l'énergie consommée au niveau mondial est produite par le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

Cette dépendance aux combustibles « fossiles » devrait durer encore plusieurs décennies, estime l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). En 157 ans, l'humanité a ainsi multiplié par 145 ses émissions de gaz à effet de serre (GES). Tout naturellement, la concentration de CO2 dans l'atmosphère s'est accrue en conséquence.

Selon l'Organisation météorologique mondiale, la concentration de CO2 dans l'atmosphère s'est élevée, en 2010, à près de 390 ppm, contre 280 ppm en 1750. ce qui a provoqué une élévation de la température moyenne globale. Entre 1906 et 2010, elle a augmenté en moyenne de 0,74°C. Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), elle pourrait progresser de 2 à 6°C d'ici la fin du siècle si des actions fortes ne sont pas mises en œuvre dès aujourd'hui.

La production et la consommation d'énergie étant à l'origine de 70 % de nos émissions de GES, ces émissions vont continuer d'augmenter ces prochaines années. Au rythme actuel, les rejets mondiaux de GES devraient croître de 43 % d'ici à 2030, selon les dernières estimations de l'AIE, à moins d'engager d'ambitieuses politiques combinant maîtrise de la consommation d'énergie, développement des énergies non carbonées.

Le Conseil européen de mars 2007 a souligné que la Communauté était déterminée à faire de l'Europe une économie à haute efficacité énergétique et à faible taux d'émission de gaz à effet de serre (GES). Elle a ainsi pris l'engagement de réduire d'ici à 2020 ses émissions de GES d'au moins 20 % par rapport à 1990 (avec une baisse de 23% pour la France).

Les émissions françaises de GES ont évolué de la façon suivante entre 1990 et 2010 :

	1990				2010			
	CO2	CH4	N20	Total GES	CO2	CH4	N20	Total GES
Combustion	79,9			79,9	64,6			64,6
Process	25,2		23,6	48,8	17,5		2,1	19,6
				0,0				
Combustion	67,2			67,2	55,6			55,6
Autres		4,3	0,9	5,2		1,7	1,0	2,7
				0,0				
Combustion	28,7			28,7	23,1			23,1
Autres				0,0				0,0
				0,0				
Combustion	113,3			113,3	121,3			121,3
Autres				0,0			1,3	1,3
				0,0				
Combustion	8,7			8,7	8,7			8,7
Autres		51,6	36,6	88,2		44,2	35,7	79,9
	62,1	6,8		68,8	64,2	1,5		65,7
	1,7	11,3	1,4	14,4	1,4	12,5	1,2	15,2
	1,8			1,8	1,0			1,0
TOTAL	**388,7**	**73,9**	**62,6**	**525,1**	**357,5**	**59,9**	**41,3**	**458,7**

Evolution des émissions de GES entre 1990 et 2010 : -12,6%

1.2. Les tensions sur les ressources

Selon le groupe d'experts de l'Union Européenne, 14 matières premières minérales sont d'une importance critique : l'antimoine, le béryllium, le cobalt, le spath fluor, le gallium, le germanium, le graphite, l'indium, le magnésium, le niobium, les métaux du groupe du platine, les terres rares, le tantale et le tungstène.

Après la flambée des cours des matières premières de ces dernières années, puis leur baisse suite à l'effondrement de la consommation causé par la crise économique et financière de 2009, les prix des matières premières retrouvent une tendance haussière « structurelle », se rapprochant peu à peu des plus hauts niveaux de 2008.

Les prévisions indiquent que, pour certaines de ces matières premières critiques, le niveau de la consommation en 2030 pourrait être plus de trois fois supérieur à celui de 2006, posant ainsi la question de la disponibilité de la ressource, de son prix, et de ses substituts.

1.3. La qualité de l'air

La pollution atmosphérique est le résultat de plusieurs facteurs qui interagissent entre eux (les sources d'émissions de polluants, les conditions météorologiques, …) à différentes échelles (européenne, régionale, urbaine, à proximité des sources).

Bien que s'étant globalement améliorée au cours des dernières décennies, la qualité de l'air notamment dans les grandes agglomérations du territoire français ne présente toujours pas une situation satisfaisante au regard des enjeux sanitaires.

Plusieurs travaux internationaux récents montrent les impacts de la pollution de l'air sur la santé :

- la pollution de l'air diminue l'espérance de vie de 9 mois pour chaque Français (source UE/CAFE)
- l'exposition aux particules fines (habitat et véhicule) causerait plusieurs milliers de décès chaque année (étude ADEME-OMS2)
- réduire les niveaux de particules fines dans l'air des villes européennes entraînerait un bénéfice non négligeable en termes d'augmentation de l'espérance de vie et de réduction des coûts pour la santé (source Aphekom 2011)
- habiter à proximité du trafic routier augmente sensiblement la morbidité attribuable à la pollution atmosphérique (source Aphekom 2011)
- Il existe un lien entre l'exposition à long-terme aux particules PM2,5 et la mortalité cardio-vasculaire (source Crouse et al, Canada, 2012).

La pollution atmosphérique a également des effets négatifs sur les écosystèmes et les matériaux.

A l'heure actuelle, les valeurs limites définies dans le cadre de la directive européenne 2008/50/CE sont régulièrement dépassées sur plusieurs zones en France, plus particulièrement pour les particules PM10 et le dioxyde d'azote (NO_2). Ainsi :

- les concentrations en particules PM10 devaient respecter la réglementation européenne depuis 2005. Depuis le 18 mai 2011, la Commission européenne poursuit la France devant la Cour de justice pour non-respect des valeurs limites de qualité de l'air pour les PM10 dans 15 zones dont 12 agglomérations de plus de 100 000 habitants. Les particules PM2,5 font également l'objet d'une réglementation. En 2011, sur 79 sites de mesure, 6 ont enregistré des dépassements de la valeur limite européenne journalière (25 µg/m^3) et 20 des dépassements de la valeur cible issue de la réglementation française (20 µg/m^3)

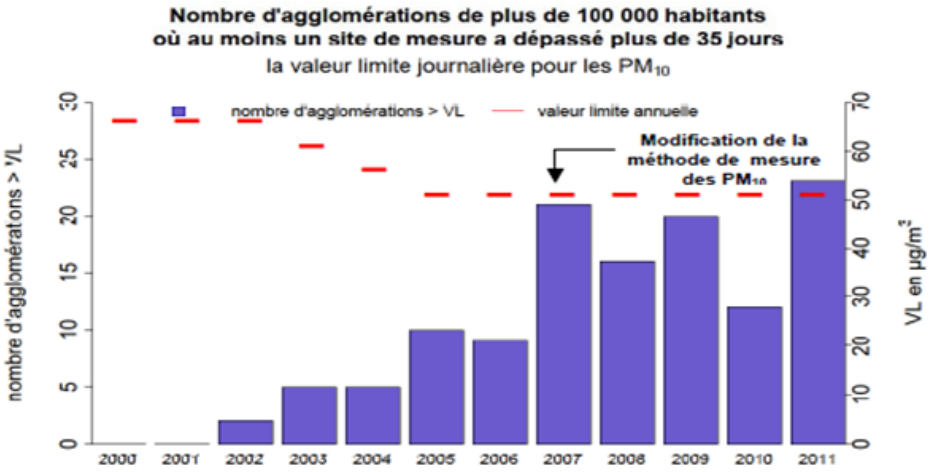
- les valeurs limites relatives au dioxyde d'azote sont applicables depuis 2010. Or en milieu urbain, les concentrations sont restées stables depuis le milieu des années 2000 alors que les valeurs réglementaires devenaient de plus en plus exigeantes. Ainsi, les grandes agglomérations enregistrent dès 2010 des dépassements des valeurs limites (moyenne annuelle et moyenne horaire), principalement sur les sites localisés en proximité de voies routières (sites trafic). Selon le Bilan de la qualité de l'air en France 2011[1], « aujourd'hui, plus de 10% des sites ne respecteraient pas la valeur limite annuelle applicable en 2011 ».

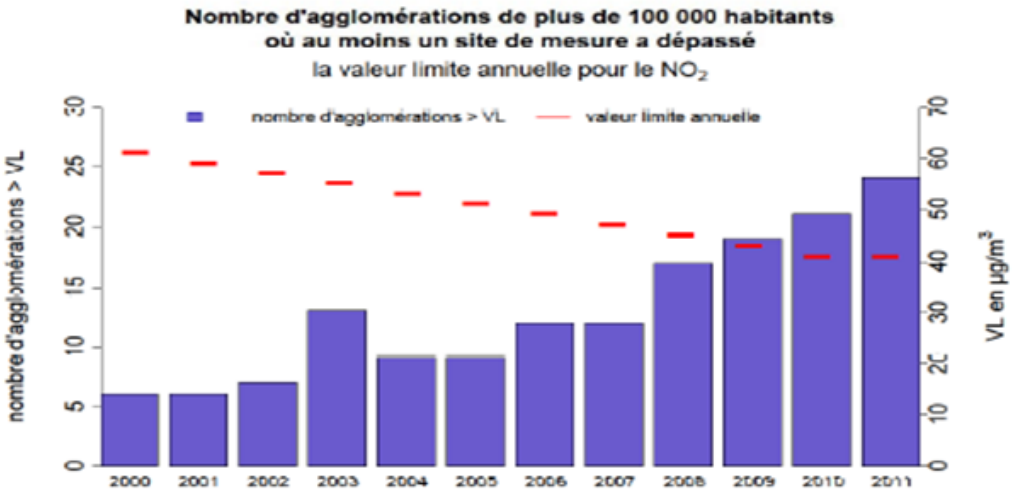
Beaucoup de progrès ont été faits depuis ces 20 dernières années sur la réduction des émissions de polluants atmosphérique et notamment les émissions industrielles. Ces efforts ne suffisent pas, il faut donc poursuivre les actions visant à limiter les émissions de polluants dans l'air. Le sujet est cependant complexe, puisqu'on doit agir sur des émissions diffuses comme le chauffage au bois, les transports, l'agriculture… et sur des niveaux d'émissions de polluants faibles pour le secteur de l'industrie.

Le dioxyde de soufre n'enregistre aucun dépassement réglementaire en 2011. Les niveaux de fond d'ozone ont tendance à augmenter depuis 2000 et des dépassements de seuil sont régulièrement enregistrés en été sur les régions méditerranéennes et sur les régions sous climat continental comme les régions Rhône Alpes et Alsace.

Tous les procédés qui impliquent la manipulation et la production d'hydrocarbures à part en plein air émettent des composés organiques volatils. Ceux-ci ont un impact direct sur la santé (tétrahydrofurane, trichloroéthylène, etc.)

[1] Bilan de la qualité de l'air en France en 2011 et des principales tendances observées au cours de la période 2000-2011 (Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie)





Afin de lutter contre la pollution atmosphérique, plusieurs types d'actions sont requis :

- Améliorer les connaissances sur l'évolution des molécules émises dans l'air selon les différentes sources anthropiques (transport, chauffage, industrie, agriculture)
- Limiter à moyen terme les émissions de polluants atmosphériques en combinant des actions gagnant /gagnant en matière d'efficacité énergétique et de qualité de l'air.
- Agir à court terme pour réduire les émissions de polluants les plus problématiques comme notamment les particules fines, les oxydes d'azote et les composés organiques volatils.

2. Les enjeux sociaux et territoriaux

Est en précarité énergétique au titre de la présente loi, une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison notamment de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. 3,8 millions de ménages de France métropolitaine ont un taux d'effort énergétique supérieur à 10 % de leur revenu tandis que 3,5 millions

déclarent souffrir du froid dans leur logement. 621 000 ménages souffrent des deux formes de précarité.

2.1. Budgets des ménages et précarité énergétique

Les Français ne sont pas égaux devant les dépenses énergétiques. Ainsi, les ménages les plus modestes (premier quintile des revenus) sont particulièrement représentés en milieu rural et en ville-centre de pôles urbains de province, et sont généralement les plus affectés par la précarité énergétique, puisque la part de leurs revenus consacrée aux dépenses énergétiques telles que le chauffage et le carburant atteint en moyenne 15%.

Les quatre facteurs expliquant la précarité énergétique sont les bas revenus, le coût des énergies, la qualité énergétique des logements, et leurs localisations engendrant des mobilités dépendantes de l'automobile. Une aide aux bas revenus est apportée partiellement par les Fonds de Solidarité pour le Logement ; une aide aux coûts des énergies est assurée par les tarifs sociaux pour l'électricité et le gaz naturel ; l'amélioration des logements, qui sont souvent des « épaves énergétiques » peut être effectuée dans le cadre du « Programme Habiter Mieux » de l'ANAH et par le biais de certaines actions de l'ADEME.

2.2. Territoire et gouvernance

Si l'approche choisie par l'ADEME pour construire ses visions 2030-2050 est d'abord une approche sectorielle pragmatique qui recense et agrège son expertise de manière ascendante, ou « bottom-up », la mise en œuvre de la transition énergétique proposée ne peut évidemment se faire à la seule échelle nationale.

Pour certains postes de consommations (véhicules routiers, ou équipements électroménagers par exemple), il est légitime de penser la politique à l'échelle nationale, parce que les marchés sont globalement homogènes. Concernant l'offre énergétique renouvelable, il apparaît rapidement que seule une approche territoriale, au plus près des gisements, peut être adaptée à une telle mise en œuvre. Ainsi, chaque territoire n'a pas les mêmes besoins en chaleur pour son parc résidentiel selon son climat, ni les mêmes potentiels de production d'énergies renouvelables à partir de chaleur fatale, d'effluents d'élevages, d'éolien ou encore de solaire.

Différentes initiatives permettent dès à présent de nourrir ces réflexions territoriales et ces changements de perspective dans un système énergétique qui s'est historiquement largement construit et développé sur des bases centralisées:

- Des travaux de prospective territoriale, notamment ceux conduits dans le cadre du programme « Repenser les villes dans une société post carbone », où la question du rôle des territoires dans la transition énergétique, était centrale. Ils ont permis d'avancer plusieurs pistes et propositions en ce sens.
- Les recherches sur le rôle des signaux prix à l'échelon local, les innovations dans les territoires, le rôle déterminant des infrastructures urbaines (réseaux de chaleur, infrastructures de transports en commun, etc.), la production locale d'énergie, la gestion du foncier ou encore les modes de vie sont autant de leviers que les territoires peuvent mobiliser.
- De même, depuis le Grenelle de l'environnement, la mise en œuvre des SRCAE et des PCET depuis quelques années constitue les bases opérationnelles d'une transition que les territoires s'approprient avec l'identification de leurs propres potentiels entre autres.

Il est nécessaire cependant de passer à l'étape supérieure et de dépasser la mise en œuvre incrémentale à partir de petites améliorations pour passer à une vision construite collectivement permettant d'aller vers un changement structurel du système énergétique territorial.

Concrètement, cela signifie qu'il convient d'avoir une cohérence aux différents échelons territoriaux ce qui passe notamment par une prise en compte des choix des uns et des autres.

Ainsi, à titre d'exemple les villes doivent à la fois soutenir les initiatives et les innovations les plus porteuses sur leurs territoires les approches citoyennes les plus propices à la transition énergétique (initiatives autour des circuits courts d'alimentation, développement de l'agriculture périurbaine…),; et en même temps inscrire leurs actions dans les dynamiques engagées par les régions et l'Etat ou encore l'Europe : politique industrielle de soutien à l'innovation sur des technologies vertes, mise en place de signal prix sur le CO2 fossile (marché ETS, contribution énergie climat, etc.)

3. Les enjeux économiques

La crise économique a fortement affecté le budget de l'Etat et des ménages ; les investissements souhaitables en termes de maîtrise de notre consommation énergétique et de développement de l'offre énergétique renouvelable ne se feront qu'au travers d'une politique cohérente, ambitieuse et volontariste qui agit sur l'ensemble des leviers d'action possibles.

3.1. Démographie et croissance

La population française vieillit. Aujourd'hui, les « baby boomers » nés dans les années 50 partent à la retraite, et l'effectif des classes d'âge 0-15 ans diminue.

La part des seniors de 65 ans et plus dans la population passera de 16,6% en 2005 à 20,8% en 2020 et 24,2% en 2030. La part des actifs potentiels (15-64ans) passera de 65,2% en 2005 à 62,2% en 2020 et 59,6% en 2030 et celle des moins de 15ans de 18,2% en 2005 à 17,0% en 2020 et 16,1% en 2030. Selon l'INSEE d'ici 2050 la population devrait se stabiliser alors que la part des seniors de 60 ans aura plus que doublé par rapport à 2005.

La France aura donc un certain nombre de défis à relever au cours des prochaines décennies : réduire sa dépendance aux énergies fossiles, recréer de l'emploi via des investissements verts et diminuer son empreinte écologique et ses émissions de gaz à effet de serre. Ces défis ne pourront être relevés que par la mise en place de politiques globales ambitieuses et volontaristes. C'est ce que le scénario de l'ADEME tachera de mettre en évidence.

3.1.1 Le pacte de stabilité et de croissance

Le Pacte de stabilité et de croissance (PSC) est l'instrument dont les pays de la zone euro se sont dotés afin de coordonner leurs politiques budgétaires nationales et d'éviter l'apparition de déficits budgétaires excessifs.

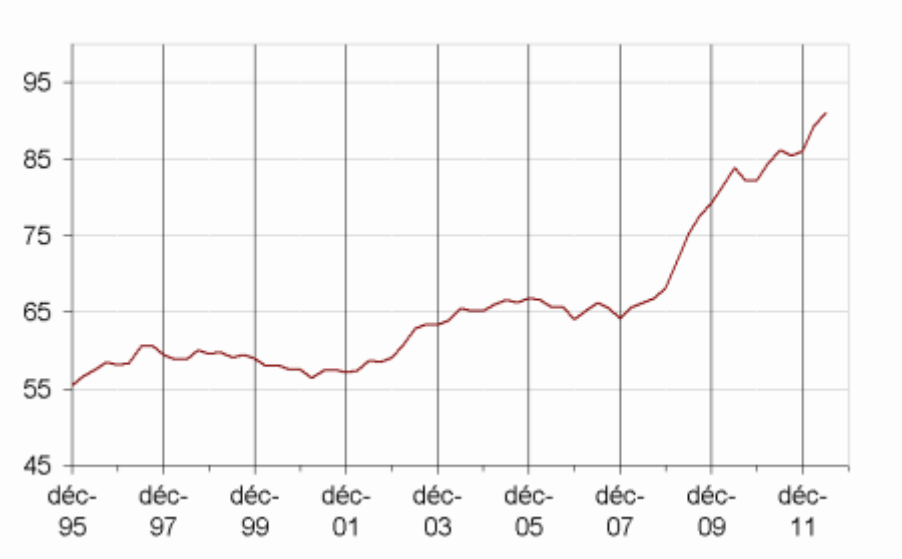
Il impose aux États de la zone euro d'avoir à terme des budgets proches de l'équilibre ou excédentaires. La France prévoit un tel retour à l'équilibre à l'horizon 2017.

3.1.2 Des marges de manœuvre limitées

La crise économique a fortement dégradé l'état des comptes publics, limitant les marges de manœuvre du pouvoir politique pour mener des politiques de relance sans compromettre nos engagements européens.

	2008	2009	2010	2011
Déficit public (% du PIB)	–3,3	–7,5	–7,1	–5,2

Sources : Insee, DGFiP, DGTrésor



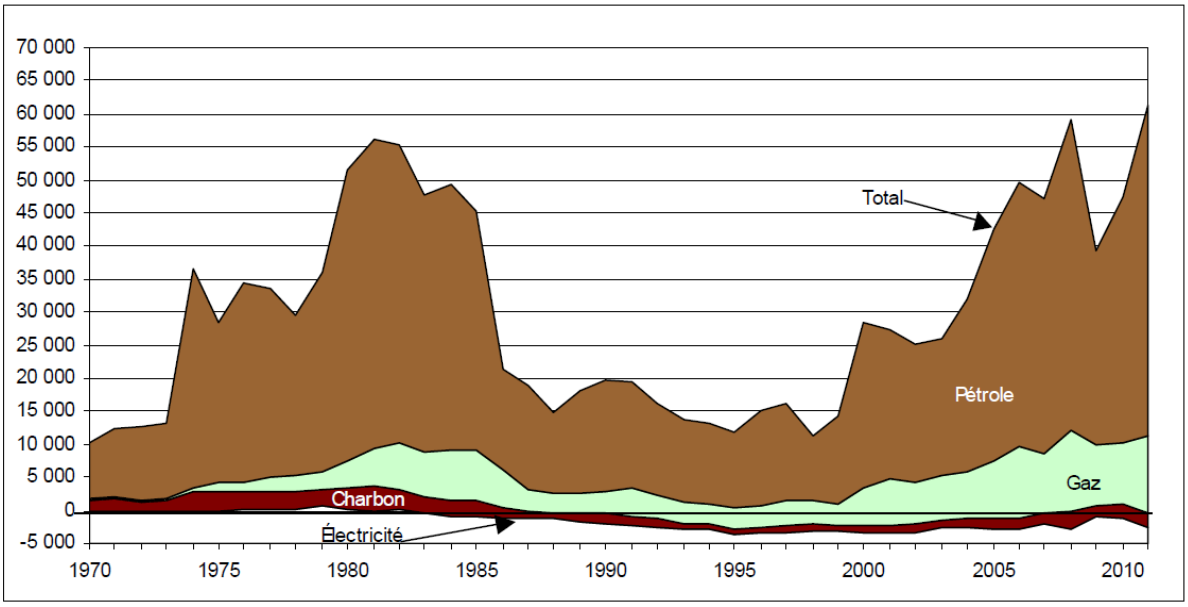
Dette au sens de Maastricht des administrations publiques en point de PIB (*)

3.2. Balance commerciale et indépendance énergétique

La facture énergétique de la France, c'est-à-dire la différence entre ses importations d'énergie et de ses exportations d'énergie, se chiffrait, pour l'année 2012, à 70,7 milliards d'euros. Cette facture énergétique est à peu près équivalente au déficit de notre balance commerciale, et largement supérieure au produit de l'impôt sur le revenu. Une telle situation est-elle tenable sur le long terme, alors que la demande énergétique mondiale, tirée par la croissance économique et démographique des pays émergents, croit rapidement ?

Nos exportations nettes d'électricité, de l'ordre de 100 millions d'euros par mois généralement effectuées à des tarifs peu avantageux, sont en effet très loin de compenser nos importations de pétrole (3 milliards d'euros par mois), de produits pétroliers –inscrits aux tableaux B et C de l'article 265 du code des douanes- (1,6 milliards d'euros par mois) et de gaz naturel (1,3 milliards d'euros par mois).

La facture énergétique déclinée par type d'énergie
En millions d'euros 2011



Source : SOeS d'après Douanes

A titre indicatif, à volume et prix maintenus constants entre 2013 et 2030 (hypothèses qui seraient considérées conservatrices pour un scénario tendanciel), la somme totale à mobiliser pour nos importations d'énergie fossile d'ici 2030 représenterait 70,7*17=1 200 milliards d'euros.

Partie B.

Vision 2030 : un scénario volontariste de maitrise de la consommation énergétique et de développement de l’offre renouvelable

1. Méthodologie

1.1. Contexte de l'exercice de prospective à l'horizon 2030

1.1.1. Prospective ou prévision ?

L'exercice Vision 2030 2050 entrepris par l'ADEME n'est en rien un exercice de prévision. Dans un contexte globalisé, où les incertitudes tant technologiques qu'économiques sont nombreuses, l'objectif est de travailler à des prospectives qui visent à illustrer des chemins possibles et les conditions nécessaires pour les emprunter.

Il ne s'agit pas non plus pour autant d'une prospective stratégique mais de visions qui ont pour objectif de renforcer la résilience dans un contexte incertain, largement non maîtrisé par la France, et de réduire la grande dépendance et les vulnérabilités associées à notre situation d'importateur d'énergie. Si les solutions proposées existent et leur mise en œuvre est réaliste, seule notre capacité à les adopter massivement décidera de notre avenir énergétique.

L'exercice 2030 vise à identifier les résultats atteignables, tant côté maîtrise de la consommation d'énergie que côté offre d'énergie à partir de solutions technologiques et organisationnelles. Il s'agit de résultats ambitieux mais réalistes et atteignables, susceptibles d'être intégrés suffisamment tôt dans les pratiques pour avoir un impact en 2030. Le scénario 2030 est donc un scénario exploratoire, de type « et si », où les technologies et pratiques sont intégrées de manière incrémentale.

La présentation des résultats de l'exercice débute par un exposé du contexte général et des hypothèses transversales. Ensuite, la consommation est détaillée secteur par secteur pour en faciliter la lecture, même si les interactions entre secteurs sont stratégiques dans la vision globale. Pour chaque usage détaillé, la présentation est faite de manière homogène : contexte et enjeux, vision de l'ADEME, conditions de réalisation, bilan. Enfin, les technologies d'offres de production énergétique renouvelables sont détaillées.

1.1.2. La mise en commun des connaissances

Les experts internes de chaque grand secteur de consommation et production ont analysé les gisements disponibles et les ont quantifiés en gardant une approche transverse et systémique.

Un travail de mise en cohérence des orientations prises (mise en adéquation du secteur électrique avec les hypothèses prises sur le véhicule électrique, etc.) a également été réalisé.

1.1.3. Le rôle des modèles

Deux modèles principaux ont été utilisés en interne : MEDPRO, modèle technico-économique de consommation énergétique, et Threeme, modèle macroéconomique, tous deux utilisés en interne afin de limiter au maximum l'effet « boîte noire ». L'enjeu était d'associer une description fine du système énergétique et une cohérence économique d'ensemble.

En outre, un modèle spécifique pour le secteur électrique a été développé au cours de l'exercice afin de vérifier la cohérence, au pas de temps horaire, du mix électrique avec la

consommation électrique sur une année. D'autres impacts techniques (réserves primaire et secondaire du système électrique, flux de matière à recycler…) ou environnementaux (pollution locale, qualité de l'air, etc.) ont fait l'objet d'analyses spécifiques.

De manière générale, si la modélisation permet de vérifier la cohérence d'ensemble du système énergétique, elle constitue néanmoins une représentation simplifiée de la réalité. Autant que les sorties quantitatives, un soin particulier a été pris pour décrire le monde derrière les jeux d'hypothèses quantitatives de consommation et de production retenues.

1.2. Cadrage macroéconomique et démographique

Pour construire ces visions, un certain nombre de paramètres macroéconomiques doivent être définis. Ces hypothèses, très structurantes, sortent du champ de compétence direct de l'ADEME. Afin que cette vision soit comparable aux autres scénarios produits par les instutions officielles, les hypothèses retenues sont celles du cadrage qui sera envoyé par le Gouvernement à la Commission Européenne.

Si ces hypothèses sont prises directement auprès de grands organismes nationaux et internationaux, le prix final des énergies est quant à lui une donnée de sortie de l'exercice : ainsi, pour un niveau de maîtrise de la consommation énergétique donné, il est possible de calculer un signal-prix à ajouter à ces prix à l'importation pour faire évoluer les dynamiques de consommation.

Paramètres	2010	2030	Unité	Source
Pétrole	78.1	134.5	$\$_{10/}$bbl	AIE WEO 2011
Gaz	7.5	13	$\$_{10}$/Mtu	AIE WEO 2011
Charbon	99.2	112.8	$\$_{10}$/Tonne	AIE WEO 2011
Croissance structurelle du PIB	1.8%/an sur la période			CAS

L'évolution de la structure du PIB est également une donnée exogène (source CAS) :

	2010	2030
Part de l'agriculture dans le PIB	2,0%	1,8%
Part de la construction dans le PIB	6,0%	6,3%
Part de l'industrie dans le PIB	14,0%	13,6%
Part des services dans le PIB	78,0%	78,3%

La vision 2030 se base également sur le scénario démographie haute de l'INSEE Scénario central 2010 pour l'évolution démographique (nombre d'habitants et structure de la population – 69 531 000 habitants en 2030 contre 62 881 000 en 2010). Le périmètre géographique est celui de la Métropole.

En %	0-19 ans	20-59 ans	60-64 ans	65-74 ans	75 ans et +
Structure de la population 2010/2030	24,8 / 23,0	53,8 / 47,5	4,9 / 6,0	8,1 / 11,1	8,5 / 12,3

La structure des ménages varie également :

	2010	2030	Source
Nombre de personnes par ménage	2,31	2,17	DGEC / INSEE

Pour 2030, aucun impact du changement climatique n'a été pris en compte sur l'évolution des productions (par exemple pour l'hydroélectricité ou la production agricole) ou des consommations (par exemple pour le besoin en chauffage et en climatisation).

2. Une politique ambitieuse en faveur de la maîtrise de la consommation énergétique

Pour réduire sa facture et sa dépendance énergétique et diminuer ses émissions de gaz à effet de serre, la France doit faire un effort vigoureux de maîtrise de l'énergie.

Par le biais de ce scénario, l'ADEME souhaite mettre en évidence les gains d'économie d'énergie pouvant être faits, dans un scénario volontariste, dans l'ensemble des secteurs de consommation d'énergie.

2.1. Evolution du secteur du bâtiment et de l'organisation urbaine

Synthèse des principales caractéristiques du scénario pour le secteur du bâtiment

- Un rééquilibrage progressif en faveur du logement collectif dans le flux de logements neufs avec un passage de 60% de maisons individuelles et 40% de logements collectifs auujourd'hui à 50% de maisons individuelles et 50% de logements collectifs en 2030.

- 350 000 constructions neuves en moyenne par an.

- L'équivalent de 500 000 rénovations thermiques lourdes par an, chiffre agrégé qui inclut la rénovation « tendancielle » du bâti.

- Une pénétration importante des équipements de chauffage et d'eau chaude les plus efficaces : pompes à chaleur pour le chauffage (18% du parc), chauffe-eau thermodynamique, chauffe-eau solaire pour l'ECS, etc.

- Une politique ambitieuse pour contenir la consommation des usages spécifiques de l'électricité en agissant sur les produits blancs (réfrigérateur, lave-linge, lave-vaisselle, etc.) pour compenser la hausse des nouveaux postes de consommation.

- Dans le tertiaire, un maintien des surfaces par employé et une progression des surfaces climatisées.

- Une limitation de l'impact de l'urbanisme sur l'artificialisation des sols (par densification des espaces urbains déjà urbanisés).

- Une baisse de près de 25% des consommations énergétiques dans le bâtiment entre 2010 et 2030.

2.1.1. Contexte du secteur du bâtiment et de la construction

Le secteur du bâtiment est le plus gros consommateur d'énergie parmi tous les secteurs économiques, avec 68,1 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) en 2010, soit 43 % de l'énergie finale totale consommée en France.

Ceci représente près de 1,1 tep par français et par an.

Les énergies utilisées sont pour 38% l'électricité, pour 32% le gaz, pour 16% le pétrole, pour 14% les EnR et déchets et pour 0,4% le charbon. La consommation énergétique poursuit sa décroissance en 2010 puisqu'elle est revenue à son niveau de 2003 malgré une augmentation des surfaces chauffées sur cette période.

Avec 76 millions de tonnes de CO_2, pour l'essentiel produites par ses usages énergétiques, le secteur du bâtiment est ainsi responsable de 21% de ces émissions. Celles-ci correspondent annuellement à 20,7 millions de tonnes d'équivalent carbone, soit 0,32 tonnes d'équivalent carbone par français et par an, valeur unitaire proche de celle de la production de déchets ménagers.

Même si des progrès ont été réalisés en matière de consommations de chauffage, d'autres usages énergétiques explosent. Les gisements d'économie d'énergie sont très importants dans ce secteur en particulier sur l'usage chauffage. Une réduction forte des émissions de CO_2 du parc des bâtiments, nécessite donc une stratégie très volontariste de réhabilitation énergétique des bâtiments.

Chiffre d'affaires, parcs et construction

En 2008, le chiffre d'affaires du secteur du bâtiment (hors travaux publics : voiries, etc.) se situait à hauteur de 140,6 milliards d'Euros (HT), réparti de la manière suivante :

- 85 milliards pour les logements, à raison de 44,4 milliards pour la réhabilitation et 40,6 milliards pour la construction neuve ;
- 55,6 milliards pour le non-résidentiel, à raison de 29,5 milliards pour la réhabilitation et 26,1 milliards pour la construction neuve.

Les travaux de rénovation énergétique chez les ménages

Les niveaux de travaux de rénovation énergétique réalisés et les coûts de ceux-ci sont fortement dépendants des coûts des énergies et des augmentations récentes ou attendues de ces coûts.

En 2010, les dépenses d'énergie des ménages ont été de 1 368 € en moyenne. L'enquête réalisée la même année montre que si 46% des ménages jugent trop importante la part de l'énergie dans le budget, la réduction de la facture d'énergie constitue cependant une préoccupation déclarée pour 81% des foyers.

Dans le résidentiel, les rénovations lourdes concernent environ 150 000 logements et près de 100 000 logements sociaux. Le scénario de l'ADEME propose d'accélérer ce rythme des rénovations thermiques pour atteindre des objectifs énergétiques ambitieux.

On note, au niveau des comportements en matière de chauffage, des progrès dans le contrôle de l'utilisation du chauffage :

- 58% baissent la température de chauffage ;
- 18% utilisent plus leur cheminée ;
- 30% réduisent leur consommation d'eau chaude.

En 2010, 14,4% des ménages ont réalisé des travaux de maîtrise de l'énergie pour un coût moyen par ménage de 4 396 €. Ce taux de réalisation reste compris entre 12% et 15% depuis de nombreuses années.

Les acteurs du secteur bâtiment

Les entreprises - Au 1er janvier 2009, le secteur du bâtiment rassemblait 389 036 entreprises pour un total de 640 000 salariés. 93,3% d'entre elles comptent moins de 10 salariésdont 51% sont constituées d'un seul artisan (Source SIRENE). Ce sont ces entreprises de faible taille qui réalisent 63% de la production totale du bâtiment et 70% des travaux d'entretien-amélioration.

Les maîtres d'œuvre - La maîtrise d'œuvre est constituée dans le secteur du bâtiment par les architectes (un peu moins de 30 000), les bureaux d'études (4 800 sociétés d'ingénierie bâtiment) et les économistes de la construction (1 800 cabinets). Ils constituent un maillon essentiel dans la mise en œuvre d'une stratégie efficace de réhabilitation : qualité des études et des diagnostics, pluridisciplinarité des approches (qualité d'usage, confort, énergie, santé…), suivi renforcé du chantier et du fonctionnement des équipements après livraison…

Les industriels du bâtiment - L'industrie de la construction est représentée par 11 000 entreprises, 307 000 salariés et réalise un chiffre d'affaires de 55 milliards d'Euros pour une palette très large d'activités. Outre le développement et la fabrication de produits nouveaux de plus en plus techniques, adaptés aux exigences énergétiques croissantes dans un contexte de limitation ou de baisse des coûts, les industriels de la construction doivent également prévoir et fournir l'ensemble des accessoires nécessaires à la pose et assurer la formation des poseurs.

Les collectivités - Elles jouent un rôle important dans la mesure où elles sont :

- propriétaires d'un patrimoine bâti important et extrêmement diversifié de par les usages et l'âge des bâtiments, sur lequel elles peuvent agir, en donnant à leurs actions un caractère d'exemplarité et en tirant les opérateurs des réhabilitations vers plus de qualité ;

- porteuses de dynamiques de territoires au travers des Agendas 21, des Plans d'action climat ou d'opérations spécifiques (OPAH, OPATB…), souvent associés à des financements de travaux vers les particuliers et les petites entreprises qui agissent et impulsent des évolutions ;

- à la tête d'organismes publics (offices d'HLM, hôpitaux…), propriétaires de bâtiments pour certains très consommateurs d'énergie et anciens, financeurs des Espaces Info Energie (EIE) et des Conseils en Energie Partagée (CEP), soutien aux investissements, pilotes de la formation professionnelle (Régions), ou au contact des populations en précarité énergétique (Départements), et à ce titre influentes sur les actions à mener en matière de réhabilitation énergétique.

2.1.2. Bâtiment résidentiel

2.1.1.a. Contexte du secteur du bâtiment résidentiel

Le secteur résidentiel compte actuellement 33 millions de logements, dont 27,7 millions de résidences principales, représentant 2,55 milliards de m². Parmi ces logements, on compte:

- 18,6 millions de maisons individuelles (1,75 milliards de m²) et 14,4 millions d'appartements en logements collectifs (892 millions de m²) ;
- 18,7 millions de logements construits avant 1975 et 14,3 millions construits après 1975.

En 2011, le nombre de mises en chantiers de logements s'est élevé à 421 306, à comparer à la valeur haute de 444 000 logements atteinte en 2007 et à la valeur basse de 310 000 logements constatée en 1993. En 2010, 177 000 maisons individuelles ont fait l'objet d'une autorisation de construction, dont 130 000 pour le secteur diffus (73%) et 47 000 (27%) pour le secteur groupé.

L'accroissement du parc de logements est dû essentiellement à la construction neuve (+1,1% par an, soit environ 360 000 constructions neuves). En effet, le solde des échanges avec le parc tertiaire est très faible (changement d'usage d'un bâtiment), de même que le taux de sortie (démolition) qui est de l'ordre de 0,1% par an (soit environ 33 000 démolitions).

En 2010, la consommation d'énergie finale du parc de logements était d'environ 43 Mtep, dont 6,5 Mtep de bois.

Chez les ménages, les consommations unitaires moyennes annuelles de chauffage par m2 ont baissé de 55% depuis 1973 et les consommations par logement de 31%. La consommation unitaire moyenne tous usages est passée de 355 kWh/m² en 1973 à 196 kWh/m² en 2008, soit une réduction de 45%.

En revanche, les consommations énergétiques des usages non réglementés (les cinq usages réglementés étant le chauffage, l'eau chaude sanitaire, l'éclairage, la climatisation et la ventilation) ont explosé en 20 ans, bien que la Directive européenne sur l'éco-conception et l'Etiquette énergie ait eu, et continuent à avoir, un fort impact positif sur l'efficacité énergétique des équipements concernés (électroménager, bureautique…)

La faible sensibilité au renouvellement technologique de certains de ces produits, l'augmentation du taux d'équipement, le développement de l'électronique de loisir, ajoutés à un comportement peu maîtrisé des usages, sont des facteurs expliquant la multiplication par deux de la consommation liées aux usages spécifiques de l'electricité entre 1985 et 2008.

Ces consommations non réglementées s'élevaient en moyenne à 2 468 kWh par an en énergie finale pour une résidence principale.

Les postes de consommation les plus importants sont le froid alimentaire, les produits blancs et les produits bruns, qui représentent respectivement 25%, 17% et 17% des consommations annuelles totales. Les équipements représentant les plus importantes consommations moyennes par ménage sont (en énergie finale) :

- les réfrigérateurs/combinés et les congélateurs (respectivement 384 et 238 kWh/an) ;

- les téléviseurs (284 kWh/an) ;
- les lave-linge (213 kWh/an) ;
- les ordinateurs (168 kWh/an).

Des gisements accessibles avec les technologies d'aujourd'hui

On peut espérer une sensible **réduction des consommations énergétiques** unitaires des **bâtiments neufs et existants** grâce à la généralisation et l'appropriation des **technologies** actuellement sur le marché ou au stade de démonstration (super-isolants moins coûteux, façades actives, toitures rafraîchissantes, équipements électriques « basse consommation », en particulier pour l'éclairage, etc.) et grâce à des **comportements** plus sobres : lutte contre le gaspillage d'énergie, éteindre les veilles, nettoyer la glace de son réfrigérateur… Certaines pratiques pourront être aidées par des outils de l'efficacité énergétique active (optimisation du chauffage, de l'éclairage et de la ventilation, etc.), bouquets de travaux de rénovation, utilisation d'équipements moins énergivores, partage d'équipements, etc.

De plus, de nouvelles **méthodes d'éco-construction** permettent d'ores et déjà de baisser l'énergie consommée pendant la construction (maquette numérique, architecture bioclimatique, utilisation de matériaux biosourcés, recyclés ou encore de matériaux ayant une bonne tenue dans le temps…)

2.1.1.b. Vision de l'ADEME pour le secteur du bâtiment résidentiel

i. Hypothèses retenues concernant la construction neuve et l'organisation urbaine

A partir des chiffres de l'INSEE concernant l'évolution de la démographie et du nombre de personnes par ménages, il est possible de calculer un besoin « structurel » en logement neufs, qui se situe aux environs de 250 000 logements neufs par an.

Toutefois, ce rythme de construction serait insuffisant pour satisfaire le besoin réel en logements neufs, puisqu'il faut également construire des logements neufs pour « remplacer » de logements précaires ou anciens, la spatialisation des constructions neuves (adéquation de l'offre de logements à la demande sur un territoire donné) ainsi que la solvabilité des méngaes (adéquation de l'offre de logements à la demande pour un prix donné). Ainsi, le rythme 2010 de construction neuve est aux alentours de 365 000 constructions neuves (+1,1% par rapport au parc), en 2012 le niveau attendu est plutôt de l'ordre de 310 000 constructions neuves.

Ainsi, l'ADEME, au regard du rythme actuel de construction, envisage un rythme moyen de construction de 350 000 logements neufs par an entre aujourd'hui et 2030 et de 35 000 déconstructions par an. Ce rythme s'entend bien comme un rythme moyen, la chronique exacte de construction neuve pouvant être ajustée selon les priorités politiques, économiques et sociales.

Du point de vue de l'évolution de l'organisation urbaine, le scénario de l'ADEME peut difficilement influer lourdement sur un paramètre présentant autant d'inertie. Pour autant, il convient d'enclencher des dynamiques nouvelles. Ainsi l'ADEME retient dans son scénario un rééquilibrage progressif du nombre de logements collectifs vis-à-vis des maisons individuelles (actuellement 44%/56%), pour atteindre l'équilibre dans la construction neuve en 2030 et une densification progressive des espaces déjà urbanisés soit par du petit

collectif ouvert sur l'extérieur, intégré à des espaces verts, soit par de l'habitat intermédiaire. Dans une telle perspective, l'étalement urbain est ralenti à l'horizon 2030.

La performance énergétique des bâtiments est un critère essentiel pour la réussite d'une politique ambitieuse de maitrise de la consommation. Ainsi, l'ADEME considère que, au regard de l'application de la RT2012 et de ses délais de mise en application sur le terrain (en performance mesurée) :

- la totalité des constructions neuves atteindront réellement le critère de qualité Bâtiment Basse Consommation (BBC 50kWh/m² EP sur les usages réglementés) à partir de 2015 ;

- la totalité des constructions neuves atteindront effectivement le critère de qualité BEPOS (bâtiments produisant en moyenne plus que leur consommation sur les usages réglementés) à partir de 2022.

Ce décalage entre objectif réglementaire et effectivité de la réglementation est dû aux délais de réalisation des bâtiments après dépôt du permis de construire et au délai d'apprentissage nécessaire pour les différents corps de métiers, notamment en termes de coordination. Au vu du faible poids du neuf dans la consommation énergétique, cette hypothèse n'est pas structurante pour le résultat.

La mise en place de la RT 2012, couplée au développement et à l'amélioration des performances des pompes à chaleur, nous font retenir l'hypothèse suivante de part des énergies de chauffage dans la construction neuve :

Part des vecteurs de chauffage dans la construction neuve, en % des constructions neuves.	**2010-2030**
Electricité	38.5%
Gaz	31,5%
Réseau de chaleur	15%
Biomasse	15%

Prise en compte de qualité de l'air intérieure dans bâtiments BBC et BEPOS

Nous respirons **15 m^3** d'air en moyenne par jour par adulte et nous passons environ **80 %** du temps dans les lieux clos soit en moyenne 22 heures sur 24 dans les logements, lieux de travail, écoles, espaces de loisirs, commerces, transports,... la problématique de l'air intérieur fait pleinement partie des domaines de vigilance de l'ADEME, notamment vis-à-vis des bâtiments BBC, BEPOS où il est nécessaire de veiller au renouvellement d'air. L'ADEME souhaite attirer l'attention ici sur la nécessité de mettre en place des contrôles réguliers des réseaux de ventilation (notamment des systèmes doubles flux) afin de s'assurer de leur bon fonctionnement sur leur durée de vie.

ii. Hypothèses retenues concernant la rénovation thermique

L'ADEME propose un plan volontariste en faveur de la rénovation thermique dans le bâtiment, notamment le logement social et les bâtiments construits avant 1975, afin que l'effort porte avant tout sur ceux susceptibles d'être touchés par la précarité énergétique.

Le scénario envisagé table ainsi sur l'équivalent de 500 000 rénovations lourdes par an dont la désagrégation dans le parc serait la suivante :

- 175 000 pour le logement social
- 250 000 pour les maisons individuelles (propriétaire)
- 25 000 pour les maisons individuelles (locataire)
- 50 000 pour les copropriétés

Les hypothèses retenues concernant l'impact d'une rénovation lourde sur les consommations d'énergie utile d'un bâtiment résidentiel selon le type de bâtiment sont les suivantes (année de référence : 2010) :

Type de bâtiment	Construit avant 1975	Construit entre 1975-1990	Construit après > 1990
Logement social	-40%	-30%	-20%
Maison individuelle (prop)	-60%	-50%	-30%
Maison individuelle (loc)	-60%	-50%	-30%
Copropriété	-40%	-30%	-20%

Le rythme de 500 000 rénovations lourdes par an a été désagrégé à la fois sur le type de bâtiment, mais également sur leur année de construction selon les parcs disponibles et les possibilités de rénovation. La décomposition précise du plan de rénovation envisagé est la suivante :

Bâtiments construits avant 1975	Parc existant 2030	Nombre de rénovations	Part rénovée	Evolution de la consommation énergétique
Logement social	1 709 000	1 709 000	100%	-40%
Maison individuelle (prop)	6 480 000	3 500 000	54%	-33%

Maison individuelle (loc)	641 000	450 000	70%	-42%
Copropriété	3 798 000	900 000	24%	-10%

Bâtiments construits entre 1975 et 1990	**Parc existant 2030**	**Nombre de rénovations**	**Part**	**Evolution de la consommation énergétique**
Logement social	788 000	788 000	100%	-30%
Maison individuelle (prop)	2 760 000*	1 000 000	36%	-18%
Maison individuelle (loc)	273 000	-	-	-
Copropriété	1 754 000*	-	-	-

**Les augmentations de maisons individuelles (prop) et de copriopriétés s'expliquent par un accession à la propriété, le nombre total de maisons individuelles et d'immeubles est bien sûr constant.*

Bâtiments construits après 1990	**Parc existant 2030**	**Nombre de rénovations**	**Part**	**Evolution de la consommation énergétique**
Logement social	2 479 000	653 000*	26%	-5%
Maison individuelle (prop)	5 427 000	-	-	-
Maison individuelle (loc)	1 273 000	-	-	-
Copropriété	4 221 000	-	-	-

**rénovation de tout le parc de logements sociaux construit avant 2005*

La baisse moyenne de consommation d'énergie utile d'un logement rénové est de 45%.

iii. Hypothèses retenues concernant l'évolution des comportements et les gains naturels d'efficacité énergétique

Si la rénovation lourde permet des gains substantiels dans la qualité de l'enveloppe thermique des bâtiments et donc dans leur consommation énergétique pour les usages thermiques, elle nécessite un investissement économique substantiel de la part des ménages.

La rénovation légère ou « spontanée » permet ainsi de prendre en compte les améliorations thermiques effectuées par les ménages, hors renouvellement des équipements de chauffage. Le développement d'outils automatisés et de domotique, qui seront évoqués dans la partie sur les usages spécifiques de l'électricité, induit par ailleurs des changements de comportement des ménages par une meilleure connaissance des postes fortements consommateurs d'énergie.

Evolution du mode de distribution de la chaleur :

Les besoins en chauffage sont amenés à baisser par l'action menée en faveur de la rénovation des bâtiments. De manière générale, le marché s'oriente vers une diminution des puissances des générateurs à 5 à 10 kW.

Il existe par ailleurs deux systèmes privilégiés permettant la distribution et l'émission de la chaleur produite :

- le vecteur eau par circuit de chauffage central contenant de l'eau chaude avec radiateurs, ventilateurs convecteurs, ou plancher chauffant.

- le vecteur air par réseau de gaines d'air chaud contenant de l'air conditionné (chaud ou froid).

La puissance transportable par le vecteur air est plus faible que celle transportable par un réseau de chauffage à eau chaude, toutefois la diminution des besoins de chauffage des bâtiments neufs et rénovés réduit l'intérêt du réseau de chauffage à eau chaude au profit du vecteur air, plus simple techniquement.

iv. Hypothèses retenues concernant les systèmes de génération de chauffage

L'ADEME fait également l'hypothèse d'une pénétration importante d'équipements thermiques performants. Ainsi, les équipements de chauffage privilégiés dans le scénario sont les suivants :

1. Les pompes à chaleur

Une marge de progression importante est attendue sur les niveaux de performances des PAC électriques par un travail sur les compresseurs et les échangeurs.

Leur capacité d'adaptation à diverses configurations pour la production de chauffage, d'ECS (chauffe eau thermodynamique voire climatisation) et divers modes de distribution de l'énergie (sous forme d'eau avec un réseau de chauffage central ou sous forme d'air via un réseau de gaines) devraient en faire une solution qui se développera. Les pompes à chaleur aérothermiques, adaptées à des besoins plus faibles et réversibles, constituent ainsi une solution de substitution intéressante pour les logements actuellement chauffés avec des équipements à effet Joule.

Le développement d'une offre de PAC gaz naturel (aérothermiques et géothermiques) plus performante que les chaudières à condensation peut également offrir à cette technologie une pénétration, faible mais réelle, dans les logements raccordés au gaz.

Ces éléments pris en considération, l'ADEME envisage une généralisation des PAC sur air extérieur essentiellement dans les logements chauffés à l'électricité (50% des logements électriques), les PAC géothermiques restent marginales et surtout cantonnées au

marché du neuf. Les PAC gaz naturel se développent également de manière limitée dans le collectif neuf et existant, en version aérothermique essentiellement.

Les PAC installées sont réversibles, couvrant par là même des besoins en climatisation. Ceci peut à la fois être considéré comme une conséquence négative de l'installation de PAC aérothermiques réversibles, et comme un moindre mal puisque ces pompes à chaleur permettent ainsi de couvrir avec un équipement performant des usages croissants en climatisation.

Si les PAC aérothermiques sont amenées à se développer de manière importante dans le scénario, les PAC géothermiques constituent également des équipements intéressants qui permettront d'exploiter les ressources géothermiques disponibles localement :

Les PAC sur échangeurs compacts géothermiques

Les PAC sur échangeurs compacts géothermiques (corbeilles, échangeurs spiralés) sont des technologies permettent d'exploiter la chaleur de la terre sur les 10 premiers mètres de profondeur sans recourir aux techniques de forage utilisées pour la mise en œuvre des sondes géothermiques (voir paragraphe précédent).

Les pompes à chaleur sur capteurs enterrés horizontaux

Les pompes à chaleur sur capteurs enterrés horizontaux sont constituées de tubes installés en boucles enterrées horizontalement à faible profondeur (de 0,60 m à 1,20 m) qui vont permettre le prélèvement de l'énergie contenue dans le sous-sol proche.

Aujourd'hui, la surface de terrain à mobiliser pour installer des capteurs enterrés horizontaux doit correspondre à 1,5 à 2 fois la surface habitable à chauffer mais avec la diminution des consommations spécifiques énergétiques des bâtiments, l'emprise au sol devrait également diminuer.

Les PAC sur sondes géothermiques verticales

Les PAC sur sondes géothermiques verticales disposent également d'un potentiel de développement important, dû à une bonne connaissance de la ressource sous sol en France. Ce potentiel est exploitable quasiment partout sur le territoire (néanmoins certaines zones nécessitent de prendre des précautions : zones karstiques, présence d'argiles ou d'évaporites, etc.)

2. Les chaudières à condensation

La maturité de la filière est atteinte, tant sur le plan technique que pour l'installation et l'exploitation. L'efficacité est arrivée à son plafond avec un rendement sur énergie primaire de 107% PCI. L'évolution attendue est sur la capacité de modulation des chaudières afin qu'elles soient capables de démarrer et de se maintenir à une faible puissance, permettant une amélioration à terme des performances saisonnières.

Seul le couplage à des ENR peut permettre l'augmentation des performances de 20% environ.

3. La cogénération

La cogénération permet la production simultanée de la chaleur (pour du chauffage ou de l'ECS) et de l'électricité. L'électricité est produite de manière décentralisée, pour être soit autoconsommée, soit injectée directement sur le réseau électrique. La production combinée de chaleur et d'électricité se révèle plus efficace que des productions séparées et permet de limiter les pertes liées au transport et à la distribution de l'électricité à travers les réseaux.

Il existe des solutions de cogénération adaptées à l'habitat résidentiel, que ce soit au gaz naturel, fioul domestique, biomasse ou HVP (huiles végétales).

En application individuelle, la puissance thermique est d'environ 20kW pour 1 kW d'électricité.

Avec des technologies à base de moteur stirling, rankine ou à combustion interne, on peut espérer un gain de 15% à 20% en énergie primaire par rapport aux meilleures technologies de chauffage disponibles (pompes à chaleur électrique et chaudières à condensation), un appel au système centralisé électrique limité, et une production même marginale lors des pointes de consommation journalière, qui permet de lutter contre la pointe électrique. Toutefois son potentiel de pénétration est faible à court terme.

Ces systèmes devraient se développer vers la fin de la période uniquement.

4. Les chaudières à biomasse et les appareils indépendants au bois

Les rendements augmentent progressivement et permettent de mieux couvrir les besoins en chauffage à ressource primaire constante. La filière se développe principalement autour de produits hauts de gamme, avec un faible volume de vente.

Les rendements des appareils au bois bûche augmentent progressivement, pour atteindre jusqu'à 85 %, et permettent également de mieux couvrir les besoins en chauffage à ressource primaire constante. Le marché des appareils à granulés de biomasse se développe du fait de la structuration de la filière *granulés* en France.

Les appareils de chauffage au bois vont continuer leur développement vers des appareils à très faibles émissions de CO et de particules. Ce fort développement technologique permettra de renouveler le parc existant au rendement médiocre. Ainsi, à ressource constante (6,5Mtep), les combustibles biosourcés pourront subvenir à une plus large part des besoins thermiques de chauffage. Il est donc pertinent de stimuler le renouvellement de ce parc vers des appareils efficaces et propres.

Depuis sa création par l'ADEME en 2000, le label « Flamme Verte » permet de référencer les appareils indépendants et chaudières biomasse les plus performants énergétiquement et environnementalement. Une plus grande sévérité au niveau des critères de labellisation incite les constructeurs à améliorer les performances des appareils en termes de rendement et d'émissions polluantes (CO, particules), et contribue à une utilisation plus efficace de la ressource.

5. Systèmes hybrides : couplage et complémentarité des énergies

L'évolution de la disponibilité, des tarifs d'achat et des contenus en CO2 des énergies (électricité/gaz naturel/fioul domestique/ biomasse) poussent les industriels à travailler sur des solutions hybrides. Ces systèmes peuvent produire du chauffage et de l'ECS à partir de deux énergies différentes (le plus souvent : électricité et gaz naturel ou électricité et fioul domestique).

Destinés pour le moment aux marchés résidentiels individuels neufs et existants, ces systèmes optimisent le fonctionnement des chaudières et des pompes à chaleur, avec des performances de l'ordre de 110% à 115% par rapport aux chaudières condensation ou par rapport à une PAC seule. Ces systèmes ont également l'avantage d'offrir une capacité d'effacement pour le réseau électrique en période tendue de grand froid et de pointe saisonnière.

6. Les Systèmes solaires combinés

Des systèmes solaires combinés commencent à apparaître actuellement avec des appoints sous forme de pompe à chaleur, ce qui augmente notablement leur rendement sur énergie finale. Le scénario suppose que cette technologie remplacera à l'horizon 2030 les systèmes solaires combinés avec appoint gaz naturel ou électrique.

Hypothèses du scénario concernant l'évolution des rendements des équipements de chauffage installés

Indice d'évolution des rendements saisonniers des technologies (sur énergie finale) CHAUFFAGE

		2012	2015	2020	2025	2030
Gaz naturel	Chaudière condensation	0,90	0,92	0,93	0,95	0,96
	PAC gaz aérothermique	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60
	PAC gaz géothermique	1,40	1,49	1,58	1,66	1,75
Electricité	élec direct	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
	PAC élec aérothermique	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00
	PAC élec géothermique	3,50	3,79	4,08	4,38	4,67
	Système solaire combiné appoint élec	1,80	1,83	1,85	1,88	1,9
	Système solaire combiné appoint PAC	5,00	5,42	5,83	6,25	6,67
FOD	Chaudière condensation	0,85	0,86	0,88	0,89	0,9

v. Hypothèses retenues concernant les équipements efficaces pour l'eau chaude sanitaire

Les systèmes de génération d'eau chaude sanitaire privilégiés dans l'exercice de prospective sont les suivants :

1. Le chauffe-eau thermodynamique

Les chauffe-eau thermodynamiques (CET) sont des équipements de production d'eau chaude sanitaire associant un volume de stockage et une production de chaleur

thermodynamique (similaire aux pompes à chaleur) dont le coefficient de performance (COP) est en moyenne de 2,5. L'hypothèse est fait que les CET constituent 50% des ventes en 2030.

2. Le chauffe-eau solaire

Le chauffe-eau solaire présente l'intérêt de satisfaire la moitié environ des besoins en eau-chaude sanitaire d'un logement par la production locale d'énergie. Des développements en cours laissent supposer que la solution la plus performante à l'avenir alliera un taux de couverture solaire de l'ordre de 50% (i.e. le dimensionnement des capteurs solaires et du ballon permette de couvrir 50% des besoins) et un appoint performant de type pompe à chaleur. Ces deux éléments permettent d'envisager des gains de rendement important, mais son prix ne permettra pas à cette solution de se généraliser rapidement. Un taux de pénétration de 10% des logements est envisageable.

Hypothèses du scénario concernant l'évolution des rendements des équipements d'ECS installés

Indice d'évolution des rendements saisonniers des technologies (sur énergie finale)
ECS

		2012	2015	2020	2025	2030
Gaz naturel	Chaudière condensation	0,6	0,63	0,65	0,68	0,7
Electricité	Cumulus élec	0,6	0,63	0,65	0,68	0,7
	Chauffe eau thermodynamique	1,5	1,75	2,00	2,25	2,5
Gaz naturel	Chauffe eau solaire appoint Gaz naturel	1,2	1,23	1,25	1,28	1,3
Electricité	Chauffe eau solaire appoint élec	1,8	1,83	1,85	1,88	1,9
Electricité	Chauffe eau solaire appoint thermodynamique	3	3,5	4	4,5	5

Un travail sur l'isolation des chauffe-eau à effet joule est possible via l'augmentation de l'épaisseur de l'isolant et/ou la modification du matériau isolant. Les gains possibles sont de 20 à 30%, mais la RT2012 ne devrait pas leur offrir un taux de pénétration important hors rénovation.

Face à la complexité croissante des systèmes qui font intervenir plusieurs corps de métier, un travail important doit être réalisé pour la formation de la filière d'installation, d'exploitation et maintenance. La mise en place de systèmes de génération complexes et faisant appel aux énergies renouvelables n'est par ailleurs pas toujours faisable techniquement, le regroupement des compétences (systèmes + enveloppe) pour une approche globale bâti/systèmes nécessitant une vraie mutation de la profession.

vi. Hypothèses retenues concernant l'évolution des consommations de climatisation

Dans le résidentiel, la climatisation est en constante augmentation mais reste relativement faible (moins de 5% du parc de logements est climatisé aujourd'hui). Le marché s'oriente de plus en plus vers des systèmes réversibles, notamment *via* les pompes à chaleur.

En 2007, le nombre de logements climatisés était d'un peu moins d'un million de logements. Ce résultat ne prend pas en compte les PAC réversibles, alors que celles-ci représentent 40 % des installations de climatisation sur le territoire nationale, avec une estimation de 72 000 PAC réversibles installées en 2007.

La consommation unitaire annuelle par logement climatisé est évaluée à 500 kWh. En 6 ans (de 2001 à 2007), le parc des résidences principales climatisées a été multiplié par 2.8 (notamment suite à la canicule de 2003).

Même si la climatisation n'est encore que faiblement développée en termes de pourcentage de bâtiments résidentiels équipés, elle devrait tendanciellement se développer de manière importante dans les années à venir.

Il est toutefois possible d'agir pour baisser les consommations unitaires de climatisation :

- diminution des besoins (amélioration des protections solaires passives et actives, de l'isolation des bâtiments, augmentation débits de la ventilation la nuit) ;

- amélioration de l'efficacité des systèmes de climatisation « classiques » (augmentation du COP) ;

-développement de techniques de rafraîchissement « basse consommation » (free-cooling, rafraîchissement par évaporation, ventilation…) ;

- association de système de ventilation / climatisation de manière à mieux gérer les besoins de climatisation (développement de systèmes multifonction).

Le CEREN estime qu'à l'horizon 2020, l'amélioration du bâtiment apportera une économie d'énergie sur l'usage climatisation par rapport aux bâtiments construits avant la RT2005. Les consommations unitaires liées à la climatisation peuvent diminuer d'environ -1 % par an (baisse non intégrée dans le scénario), mais le parc de bâtiments équipés de climatisation va augmenter.

Un autre levier d'économie est le recours aux énergies renouvelables pour produire du froid, comme par exemple la climatisation solaire. L'ADEME prévoit un déploiement modéré de la climatisation solaire dans l'habitat en raison des coûts élevés de cette technologie.

Si par son action au quotidien l'ADEME pourra viser à renforcer cette tendance à la baisse des consommations unitaires (meilleur étiquetage environnemental, etc.), le taux d'équipement du parc est quant à lui principalement lié à des facteurs économiques et sociaux.

Les systèmes de climatisation utilisent des fluides frigorigènes qui ont par ailleurs un effet non négligeable sur l'effet de serre (non pris en compte cependant dans l'exercice présent).

Indice d'évolution des rendements saisonniers des technologies (sur énergie finale)
Clim/rafraichissement

	2012	2015	2020	2025	2030
PAC réversible	**2,5**	2,63	2,75	2,88	**3**
Clim solaire	**0,6**	0,83	1,05	1,28	**1,5**

vii. Hypothèses retenues concernant les gains sur l'éclairage

Les solutions existantes de rechange des systèmes d'éclairage (« *relamping* ») et les nouveaux types de sources lumineuses en développement (LED et OLED) permettent dès aujourd'hui de réduire les consommations liées à l'éclairage par 2 d'ici 2030.

viii. Hypothèses retenues concernant la cuisson

Aucune hypothèse de gains d'efficacité énergétique n'a été prise en compte pour la cuisson. De la même façon, aucune hypothèse n'est faite sur le choix des particuliers de prendre plus souvent des repas en extérieur (et donc un report de consommation énergétique du résidentiel vers le tertiaire).

ix. Hypothèses retenues concernant les usages spécifiques de l'électricité

Les usages spécifiques de l'électricité regroupent les usages qui ne peuvent pas être assurés par une autre énergie : produits électro-domestiques, bureautiques et audio-vidéo essentiellement, mais pas la cuisson qui peut également être réalisée au gaz. Ils ne sont pas intégrés dans les usages réglementés par la réglementation thermique 2012 qui sont au nombre de 5 : chauffage, ECS, climatisation, ventilation, éclairage.

Les produits blancs (réfrigérateur, lave-vaisselle…) sont des postes de consommation des ménages dont les taux de pénétration peuvent encore légèrement croître même si pour certains le parc arrive à saturation. Les gains énergétiques considérés se basent sur l'hypothèse suivante : pour chaque catégorie de produit, la consommation énergétique de la technologie la plus efficace actuellement sur le marché (« A++ ») est prise comme consommation moyenne pour cette catégorie d'équipement en 2030.

Ces hypothèses sont réalistes notamment au regard de la vitesse de renouvellement de ces équipements et des évolutions de prix actuellement constatées.

Type d'appareil	Evolution de la consommation énergétique unitaire de chaque catégorie de produit (2010-2030).	Taux d'équipement moyen par ménage en (2010) / 2030
Réfrigérateur et combiné	-67%	(1) / 1
Congélateur	-75%	(0,5) / 0,6
Lave linge	-37%	(0,95) / 1
Sèche linge	-12%	(0,34) / 0,6
Lave vaisselle	-63%	(0,48) / 0,64
Télévision	-37%	2
Autres postes et nouvelles consommations	+11% (Environ 1200 kWh)	

Ces dernières décennies, les technologies de l'information et de la communication sont passées du statut de technologies peu accessibles réservées aux usages professionnels, voire scientifiques, au statut de services banalisés et accessibles au plus grand nombre. Le nombre d'écrans par personne, et par là même les consommations énergétiques totales de ces usages, ne cesse de progresser, et devient ainsi le poste de consommation énergétique qui croit le plus considérablement.

Cette tendance peut sans doute se maintenir jusqu'en 2030. Le mur de Moore ou la fin de la loi de Moore (miniaturisation des transistors limitée par la taille des atomes), annoncée entre 2020 et 2030 au rythme actuel de l'évolution technologique, pourrait favoriser des ruptures technologiques dont les impacts sur les consommations énergétiques sont difficiles à appréhender (processeurs quantiques, biologiques, etc.).

L'effet rebond est une caractéristique forte des TIC. Toutefois, il est important de signaler que ces usages spécifiques rentrent pour la plupart dans la couverture des besoins en chauffage des ménages, ces appareils dissipant tous de la chaleur (le besoin réel en chaleur des ménages est ainsi égal à la somme des consommations en chauffage, éclairage, et usages spécifiques). Si leur apport est jusqu'alors marginal dans les besoins de chauffage, ce ne sera plus le cas dans les bâtiments ayant subi une rénovation lourde ou ayant été construit après application de la RT 2012. Ces apports pourront compenser favorablement une partie des besoins de chauffage en hiver, mais à l'inverse, ils contribueront défavorablement aux surchauffes en été.

Concernant l'obsolescence programmée des équipements, celle-ci n'est actuellement pas contrebalancée par des normes, des réglementations, ou une fiscalité incitative. C'est bien souvent l'offre qui rythme la demande, soit directement par des équipements à durée de vie moindre, soit indirectement par des techniques *marketing* toujours plus efficaces. La performance de ces équipements devant aussi s'améliorer, il est difficile de tirer un bilan global de ces tendances.

Les TIC offrent par ailleurs un potentiel de gain d'efficacité énergétique si les ménages mettent en place une domotique (« efficacité active ») couplée à une gestion rationnelle des utilisations finales : coupure ECS, coupures appareils électroniques en veille, volets roulants, coupure éclairage en mode absence, régulation du chauffage et coupure en absence et cas d'ouverture des fenêtres, etc.

Ainsi, les usages spécifiques de l'électricité pourront être contraints en profitant de la baisse des consommations énergétiques associées aux produits blancs pour compenser la hausse des « nouvelles consommations » électriques.

2.1.1.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour les bâtiments résidentiels

Dans la vision de l'ADEME, la consommation énergétique par habitant dans un bâtiment résidentiel passe 0,68 tep/hab en 2010 à 0,45 tep/hab en 2030, soit une baisse de 34%. La consommation électrique par habitant passe quant à elle de 2521 kWh/an/hab en 2010 à 1791 kWh/an/hab, soit 29% de baisse.

Evolution de la consommation énergétiques totale dans les bâtiments résidentiels par usage :

En Mtep	2010	2030
Chauffage	31,0	21,6
ECS	4,4	3,2
Cuisson	2,1	2,2
Eclairage	0,9	0,5
Climatisation	0,05	0,14
Spécifique	5,9	5,0
Total[2]	**44,3**	**32,6**

Evolution de la consommation énergétique totale des bâtiments résidentiels par vecteur :

Total Mtep		2010	2030
Réseau électrique		13,7	10,8
Réseau de gaz		13,9	8,2
Réseau de chaleur		1,6	3,4
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0
	Bois énergie	6,6	6,5
	Solaire thermique	0,0	0,2
	Calories PAC Géothermiques	1,0	0,8
	Calories PAC Aérothermiques		1,8
	Biocarburants	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0
	Autres PP	7,3	0,8
	Déchets	0,0	0,0
	Charbon	0,2	0,0
		44,3	*32,6*

Les reglémentations thermiques dans le bâtiment portent actuellement sur les consommations hors usages spécifiques, hors cuisson, et hors parc bâti. Or les usages spécifiques progressent très rapidement et seront bientôt un des principaux postes de

[2] *Les données utilisées pour les années observées sont issues du CEREN ; celles-ci peuvent différer des données SOeS (périmétres différents, méthodologie différente, etc.)*

consommation énergétique du bâtiment (20% en 2030 contre 11% en 2010), et le parc ancien constitue le gros des consommations énergétiques. Il n'est donc pas déraisonnable d'imaginer à terme une réglementation tous usages qui s'applique à la fois à la construction neuve et au parc bâti (de manière différenciée).

2.1.3. Bâtiment tertiaire

2.1.2.a. Contexte du secteur du bâtiment tertiaire

Le secteur tertiaire représentait en 2009 912 millions de m² chauffés, dont 22% pour les bureaux et pour les commerces, 20% pour l'enseignement, 12% pour la santé, 7% pour le sport, au même niveau que pour les cafés, hôtels et restaurants et que pour l'habitat communautaire, 3% pour le transport. Ce parc comprend les industries qui ont des bureaux en majorité, en revanche les bâtiements ayant une activité principale industrielle sont comptabilisés dans le secteur de l'industrie.

Sur l'année 2009, le total des mises en chantier de bâtiments tertiaire s'est établi à 27,9 millions de m², valeur la plus basse sur les dix dernières années, à comparer à 41 millions de m² mis en chantier en 2007. En 2010 le recul des mises en chantier s'est confirmé avec 22,3 millions de m², en baisse de 19,6%.

Le taux de sortie (démolition) est également de l'ordre de 0,1% pour le tertiaire.

La consommation finale d'énergie du secteur tertiaire était au total d'un peu plus de 22 Mtep.

Les trois branches « commerce », « bureaux » et « enseignement » représentent, à elles seules, 64,5% de l'ensemble des surfaces chauffées. Le tertiaire privé représente 80% du secteur non résidentiel. Parmi les bâtiments tertiaires privés, les cibles prioritaires, compte tenu de l'importance des parcs et des consommations unitaires, sont les bureaux et les commerces. Pour les collectivités locales, la cible prioritaire en réhabilitation est constituée par les bâtiments d'enseignement.

La consommation unitaire moyenne tous usages de l'ensemble des branches du tertiaire est de 209 kWh/m² par an, variant de 122 kWh/m² pour le secteur de l'enseignement à 268 kWh/m² pour le secteur des bureaux et à 308 kWh/m² pour le secteur des bâtiments liés au transport.

Notre connaissance de la décomposition du parc par type de bâtiment et par gisement d'économie d'énergie est faible car peu de données statistiques existent. Différentes actions en faveur d'économies d'énergie dans le tertiaire ont été mises en place mais les impacts ne sont généralement pas directement vérifiables, soit par exemple parce qu'is sont estimés à partir de modélisation sans connaissance de la performance réelle, soit parce que des contre-vérifications ne sont pas possibles.

Le traitement des besoins au niveau d'îlots mêlant des activités tertiaires diverses et du logement (dont les rythmes de consommation et de production d'énergie sont déphasés) ne pourra être réalisable qu'au cas par cas et la systématisation de cette démarche de mutualisation des usages et des productions dans l'existant restera limitée à court ou moyen terme.

2.1.2.b. Vision de l'ADEME pour le secteur du bâtiment tertiaire

Le secteur tertiaire constitue un parc de 0,9 milliard de m² chauffés correspondant à 1/3 des consommations d'énergie totale du secteur bâtiment. Les commerces, les bureaux et l'administration représentent environ 50% des consommations d'énergie du secteur tertiaire.

i. Hypothèses retenues concernant l'évolution des surfaces climatisées

Ces dix dernières années, la consommation liée à la climatisation des bâtiments à usage tertiaire s'est fortement développée, en particulier dans le secteur des bureaux, qui compte aujourd'hui pour près de 25% des consommations de climatisation derrière les cafés, hôtels et restaurants (40 % des consommations).

Les consommations unitaires sont évidemment plus élevées dans le tertiaire que dans le résidentiel, et la consommation totale y est même trente fois plus importante.

A l'horizon 2030, malgré des gains importants possibles sur les équipements, la consommation totale en climatisation ira en s'accroissant.

Evolution des consommations de climatisation dans le tertiaire :

Mtep	1990	2010	2030
Bureaux	0,12	0,27	0,30
Café/Hôtel/Restaurant	0,26	0,45	0,40
Santé	0,07	0,13	0,17
Autres	0,11	0,29	0,35

ii. Hypothèses retenues concernant les besoins en chauffage

Les gains d'efficacité énergétique permis par la rénovation et par le renouvellement des équipements de chauffage sont supposés les mêmes que dans le secteur du bâtiment résidentiel.

Evolution des consommations de chauffage dans le tertiaire :

Mtep	2010	2030
Bureaux	1,73	1,20
Café/Hôtel/Restaurant	1,78	1,00
Santé	0,77	0,62
Autres	2,24	1,67

iii. Hypothèses retenues concernant les autres usages thermiques

Mtep	2010	2030
Bureaux	1,82	1,30
Café/Hôtel/Restaurant	2,68	1,76
Santé	1,10	1,05
Autres	4,41	4,13

iv. Hypothèses retenues concernant la climatisation dans les bâtiments tertiaires

Mtep	2010	2030
Bureaux	0,27	0,33
Café/Hôtel/Restaurant	0,45	0,43
Santé	0,13	0,19
Autres	0,29	0,38

v. Hypothèses retenues concernant les usages spécifiques de l'électricité dans les bâtiments tertiaires

Mtep	2010	2030
Bureaux	1,78	1,79
Café/Hôtel/Restaurant	1,81	1,49
Santé	0,45	0,57
Autres	0,95	1,03

2.1.2.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour les bâtiments tertiaires

Dans notre scénario, les besoins en énergie et en surface par employé croissent modérément au cours de la période, et l'activité est tirée par le PIB. Les besoins en énergie sont par ailleurs impactés par les gains faits sur le rendement des équipements.

Mtep	2010	2030
Consommation énergétique totale	22,1	18,6

Par vecteur :

		2010	2030
Réseau électrique		11,5	9,9
Réseau de gaz		6,2	3,4
Réseau de chaleur		1,2	2,7
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0
	Bois énergie	0,4	1,1
	Solaire thermique	0,0	0,1
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,8
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0
	Biocarburants	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0
	Autres PP	2,7	0,6
	Déchets	0,0	0,0
	Charbon	0,1	0,0
		22,1	*18,6*

2.1.4 Eclairage public

L'éclairage public représente en France 9,5 millions de lampes fonctionnant entre 3 500 h/an et 4 300 h/an pour une puissance totale installée d'environ 1 260 MW et une consommation annuelle estimée de plus de 6 TWh.

2.1.3.a Contexte

Même si l'éclairage extérieur fonctionne à 86 % du temps de nuit (avec de plus faible émission de CO2), celui-ci participe à la pointe de consommation d'électricité saisonnière et pointe journalière en début de soirée l'hiver. La forte consommation d'électricité en période de pointe impose une modification du mix énergétique pour satisfaire cette consommation ponctuelle et l'électricité devient fortement carbonée (car demandant une proportion importante d'énergie fossile dans la production d'électricité).

L'éclairage public pèse pour 20 % dans le bilan énergétique global des communes et représente en moyenne la moitié de leurs consommations d'électricité. L'éclairage public constitue ainsi le second grand poste de dépense d'énergie dans le budget des communes après les bâtiments. Aujourd'hui, l'amélioration de l'éclairage public constitue un axe privilégié pour l'investissement des collectivités mais le taux de renouvellement spontané du parc n'est que de l'ordre de 3 %.

De plus, une part importante du réseau d'éclairage public en France est surdimensionnée par rapport aux usages, avec de fortes disparités régionales.

Au-delà des dépenses énergétiques, l'éclairage public représente la part prépondérante des

nuisances lumineuses reconnues et prises en compte par le Grenelle environnement.

2.1.3.b Vision de l'ADEME pour l'éclairage public

L'analyse de l'état des lieux des installations de ces petites communes fait apparaître d'importants besoins de rénovation. Plus de la moitié du parc est composée de matériels obsolètes et énergivores : boules diffusantes, lampes à vapeur de mercure (environ 1/3 du parc), et 40 % des luminaires en service ont plus de 25 ans. Les trois principaux types de sources lumineuses actuellement sur le marché sont :

- la lampe à vapeur de mercure. De couleur blanche, elle a une efficacité lumineuse d'environ 50 lumens/watt et représente 30 à 35% du parc ;
- la lampe à iodures métalliques. De couleur blanche, elle a une efficacité lumineuse d'environ 80 lumens/watt et représente 5 à 15% du parc ;
- la lampe à vapeur de sodium haute pression. De couleur jaune clair, elle a une efficacité lumineuse d'environ 100 lumens/watt et représente 55 à 60% du parc.

Ainsi les évolutions au niveau de la qualité des sources lumineuses et la disparition des sources les plus énergivores peuvent permettre une économie substantielle.

Des solutions techniques existantes permettent des économies d'énergie substantielles mais sont trop peu mises en œuvre. Certaines de ces solutions sont valorisées par des fiches certificats d'économie d'énergie et d'autres le seront dans un avenir proche. Il est ainsi possible de citer les éléments suivants :

- Variateurs de puissances*
- Remplacement lampes mercure par lampes sodium*
- Régulation de tension + amélioration cos PHI*
- Remplacement « vieux » sodium*
- Horloges astronomiques
- Extinction aux heures creuses
- Ballasts électroniques*
- Maintenance préventive
- Optimisation de l'espace inter-luminaires
- Feux de trafic à LED*
- Télégestion

* opérations valorisées par des CEE

2.1.3.c Bilan du scénario de l'ADEME pour l'éclairage public

Les solutions existantes permettent aujourd'hui de réduire les consommations liées à l'éclairage public par 2 d'ici à 2030 (facteur 2).

Concernant les luminaires, 40 % des luminaires en service ont plus de 25 ans et la priorité doit être donnée aux luminaires dits « boules » qui émettent plus de lumières vers le haut que de lumière utile, gaspillant de l'énergie et contribuant grandement aux nuisances lumineuses. Ainsi, des luminaires fermés d'indice de protection élevé et bien dimensionnés doivent être privilégiés.

L'alimentation de la source lumineuse en électricité doit se faire via un ballast. Les ballasts les moins efficaces sont ferromagnétiques et équipent encore de nombreux luminaires alors que les ballasts électroniques sont les plus efficaces et permettent une commande au point lumineux.

Les systèmes de commande sont dans leur grande majorité des photocellules. Cette technologie est ancienne et robuste, mais peu précise, ce qui engendre des gaspillages. Ainsi, on peut voir des lieux où l'éclairage est allumé alors que la lumière naturelle est largement suffisante. Des systèmes plus précis (horloges astronomiques et commandes par courants porteurs 175 Hz -PULSADIS-) sont utilisés depuis une quinzaine d'années, mais essentiellement dans les grandes villes. La pose de tels systèmes doit être fortement encouragée.

Les systèmes de variation de puissance qui permettent de faire varier le niveau d'éclairement et de l'adapter à l'usage commencent à se diffuser mais leur taux de pénétration est encore très faible et ces systèmes doivent être encouragés.

Bien que les consommations associées à l'éclairage public soient faibles, les gains sont importants et les retours économiques pour les communes concernées sont importants.

2.1.5. Réseaux de chaleur dans le secteur du bâtiment

Dans la vision de l'ADEME, le réseau de chaleur pénètre progressivement le parc de bâtiments résidentiels et tertiaires, et constitue un vecteur majeur de la transition énergétique. Il est en effet un moyen efficace de valoriser la chaleur de sources d'EnR « centralisées », telles que la géothermie, les UIOM et les grandes chaufferies biomasse.

La baisse des consommations unitaires des bâtiments au cours de la période 2010-2030 n'est pas associée, dans la vision de l'ADEME à une baisse de l'utilisation des réseaux de chaleur, mais à son déploiement.

L'utilisation de ce vecteur est détaillée dans le chapitre sur l'offre énergétique.

2.1.6. Principales conditions de réalisation

Le scénario de l'ADEME implique une politique volontariste de rénovation du bâti et d'incitation à l'utilisation d'équipements performants, tant pour le chauffage que pour les usages spécifiques.

Deux séries d'actions sont imaginées.

La première série concerne avant tout l'information du public, la formation des professionnels et l'ingénierie financière : il s'agit ainsi de mettre l'un en face de l'autre l'offre et la demande, tout en mettant à leur disposition les outils incitatifs nécessaires. Une obligation de rénovation sera sans doute nécessaire.

1. Renforcer le conseil aux particuliers

La capacité à apporter conseils et accompagnement aux particuliers est essentielle pour le passage à l'acte. Les conseils aux particuliers sont apportés par le réseau des Espaces–Info-Énergie (250 EIE répartis sur toute la France et en DOM, soit 400 conseillers au total), ainsi que par les centres ADIL, par les délégations départementales de l'ANAH ainsi que par les CAUE.

La mise en place de guichets uniques et de plateformes territoriales de rénovation va dans ce sens.

2. Développer la formation

Le dispositif FeeBAT a permis de former 50 000 artisans et entrepreneurs du bâtiment (novembre 2012), un nombre encore limité en comparaison des 640 000 salariés des entreprises du bâtiment ;

20 plateformes régionales de formation pratique PRAXIBAT sur l'isolation, la ventilation et l'éclairage sont opérationnelles et 64 plateformes supplémentaires sont prévues pour 2013. Plusieurs centaines de plateformes PRAXIBAT seraient nécessaires pour disposer d'une couverture nationale suffisante.

La mention « reconnu Grenelle Environnement » permettant d'identifier les professionnels compétents pour la réalisation de travaux d'efficacité énergétique ou d'installation d'énergie renouvelable existe depuis le 9 novembre 2011. Appliquée à des qualifications d'entreprises, RGE atteste du respect d'un certain nombre de critères objectifs et transparents, notamment la formation d'une partie du personnel, l'audit systématique de certaines réalisations de l'entreprise et l'accréditation par le COFRAC des organismes certificateurs délivrant les signes de qualité.

Par ailleurs, le niveau de formation des formateurs dans les cursus initiaux et continus constituant un frein supplémentaire à la montée en compétence des artisans, il est important de multiplier les plateformes de formation PRAXIBAT sur le territoire, pour parvenir à plusieurs centaines de plateformes opérationnelles, de développer les formations de formateurs et augmenter le nombre de centres de ressources régionaux BEEP pour les professionnels, de renforcer le dispositif actuel de formation aux audits énergétiques.

3. Mettre en place une ingénierie financière de la réhabilitation

L'amélioration énergétique du parc des bâtiments existants fait l'objet de différents dispositifs incitatifs, principalement sous forme d'outils financiers : crédit d'impôts développement durable, exonération de taxe foncière sur les propriétés bâties, dégrèvement de la taxe foncière sur les propriétés bâties, TVA à taux réduit, éco-prêt à taux zéro, éco-prêt de la CDC au logement social, prêt de la CDC à la réhabilitation, prêt action logement (1% logement), prêt accession sociale, éco-prêt bancaires, certificats d'économies d'énergie, bail à la réhabilitation, contrat de performance énergétique, contribution du locataire, bonus de coefficient d'occupation des sols…

Ces dispositifs très variés sont spécifiques :

- ils s'appliquent selon les cas aux propriétaires occupants, aux propriétaires non-occupants, aux locataires, aux bailleurs sociaux, aux collectivités territoriales ou aux entreprises ;
- ils sont variables dans le temps et les aides financières apportées peuvent être très différentes selon les années, à l'image du CIDD ;
- ils sont gérés par des organismes séparés et les dossiers à constituer sont également différents, ce qui conduit à des difficultés d'accès, notamment de la part des particuliers.

C'est pourquoi la réalisation du scénario suppose des conditions permettant :

- de favoriser l'émergence de plateformes locales de rénovation énergétique, apportant un service complet aux particuliers et aux petites collectivités, sous la forme d'audits, d'ingénierie financière, y compris tiers financement, de programmation et de pilotage des travaux ;

- d'impulser une évolution des certificats d'économies d'énergie plus favorables aux réhabilitations globales, aux actions réalisées auprès des ménages en situation de précarité énergétiques et aux collectivités.

L'autre série de mesure est d'ordre législatif et réglementaire et doit permettre d'enclencher une véritable dynamique en faveur de la rénovation thermique des bâtiments.

4. Développer une offre de rénovation à grande échelle

Quel que soit leur niveau de performance énergétique, il n'existe pas de réglementation obligeant à des travaux de réhabilitation énergétique pour les bâtiments existants.

La réglementation thermique de l'existant n'impose qu'un niveau minimal de performance énergétique des composants mis en œuvre pour des réhabilitations partielles ou un niveau de performance énergétique d'ensemble pour des réhabilitations complètes (seulement pour les bâtiments de surface supérieure à 1000 m² et pour lesquels le coût de la réhabilitation énergétique est supérieur à 25% de la valeur du bien).

Le diagnostic de performance énergétique est obligatoire pour toute transaction (vente ou location). Il fournit entre autres le niveau de performance énergétique du bien (étiquette énergie). Cependant, il n'est pas opposable et se limite à une information utile pour le futur acquéreur.

C'est pourquoi l'atteinte du scénario de l'ADEME serait facilitée par les mesures suivantes :

. Conditionner les aides aux audits énergétiques à la réalisation des travaux dans des délais convenus et au suivi des performances énergétiques sur quelques années ;

. Soutenir le développement d'une fonction d'améliorateur de logements, notamment dans le cadre de plateformes locales de rénovation énergétique ;

. Promouvoir l'usage du bois pour les opérations de réhabilitation énergétique, notamment pour des surélévations et des extensions permettant des réhabilitations énergétiques à coût zéro.

5. Envisager des obligations de travaux

- Engager des réflexions préparatoires qui permettraient de proposer des modalités pour la mise en place à terme d'une obligation de travaux de réhabilitation énergétique dans les logements, telles que :

  . imposer des travaux élémentaires sans regrets à l'occasion de transactions immobilières ;

  . prévoir un dispositif de modulation de la taxe foncière ou des taxes liées aux mutations sur les ventes de bâtiments énergétiquement obsolètes ;

. réglementer sur la performance globale, selon le climat, progressivement sur 10 à 15 ans par type de parc.

2.1.7. Bilan global du scénario de l'ADEME pour le secteur «Batiment et organisation urbaine»

Mtep	2010	2030
Consommation totale	66,5	51,1

Par vecteur :

		2010	2030
Réseau électrique		25,2	20,8
Réseau de gaz		20,1	11,6
Réseau de chaleur		2,8	6,1
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0
	Bois énergie	7,0	7,5
	Solaire thermique	0,0	0,3
	Calories PAC Géothermiques	1,0	1,5
	Calories PAC Aérothermiques		1,8
	Biocarburants	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0
	Autres PP	10,0	1,4
	Déchets	0,0	0,0
	Charbon	0,3	0,1
		66,5	*51,1*

2.2. Evolution du secteur des transports et de la mobilité

Synthèse des principaux déterminants

- Maintien de la mobilité individuelle et stagnation des trafics à leurs niveaux de 2010.

- Report modal du véhicule particulier vers les services de mobilité (soit réalisés par les citoyens eux-mêmes, soit réalisées par un opérateur), vers le transport collectif et vers les modes actifs.

- Pénétration progressive du véhicule électrique notamment au travers des services de mobilité.

- Sur le transport de marchandises, une politique volontariste en faveur de fret ferroviaire (à 50Gtkm) et maritime (à 12Gtkm).

- Baisse de près de 20% des consommations énergétiques du secteur des transports entre 2010 et 2030.

Le secteur des transports représente 1/3 de la consommation finale d'énergie en France. Il est au premier rang en ce qui concerne la consommation de produits pétroliers (dont il est dépendant à 96%), et est aussi le premier émetteur de CO_2 en France avec 36% des émissions nationales.

Sa part est élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54% des NO_x, CO et particules notamment). Des pénalités pour non-respect de la réglementation européenne pourraient être adressées à la France, en lien avec les impacts sur la santé que cette pollution atmosphérique occasionne.

Le bruit et la congestion sont d'autres nuisances associées au secteur des transports. Aujourd'hui, dix millions de personnes sont exposées à des bruits supérieurs à 65 dB, valeur seuil à partir duquel une conversation normale entre deux personnes devient perturbée par le bruit extérieur.

Le secteur des transports peut être divisé en deux grandes catégories : d'une part le secteur du transport de passagers et d'autre part le secteur du transport de marchandises. Le transport aérien est comptabilisé à part, et recouvre uniquement le transport aérien domestique.

Consommation énergétique par type de transport (Mtep)		**2010**
Transport de passagers	Public	1,59
	Privé	27,28
Transport de marchandises		13,67
Transport aérien		1,49
TOTAL (Mtep)		**44,03**

2.2.2. Le transport de passagers

2.2.2.a. Contexte du secteur du transport de passagers

La rétrospective de la décennie 2000-2010 peut être résumée comme suit :

- un marché français qui se maintient tant bien que mal autour de 2,1 M unités/an, qui s'explique par la domination encore forte des modes d'usages en possession : une offre de véhicules majoritairement polyvalents, et qui bénéficie d'un soutien de l'Etat selon les années, par des opérations type « prime à la casse ».

- une diésélisation qui se poursuit mais dont l'augmentation ralentit (avec un parc à près de 75% diesel)

- un décollage marqué des ventes de véhicules hybrides essence, et une première apparition de véhicules hybrides diesel. L'entrée dans le marché s'effectue par des véhicules polyvalents et appartenant aux segments les plus hauts.

- un décollage plus lent des véhicules électriques soutenu comme on le sait par des achats d'entreprises avec une incitation de l'Etat.

- une place marginale pour les véhicules au gaz naturel véhicule (GNV) traduisant le peu d'offres en véhicules et surtout l'absence de déploiement d'un réseau de distribution.

- une diffusion des véhicules Flexfuel (multicarburants) qui émerge en 2007, traduisant l'offre commerciale catalogue consentie par les constructeurs en réponse aux commandes publiques (nationales, mais aussi à l'échelle du continent européen), mais qui reste à des volumes très limités.

Répartition des flux de voyageurs en 2010			
	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	76%	84%	68%
Véhicule serviciel	-	-	-
Transport Collectif (bus, car)	6%	7%	8%
Transport collectif (fer, tram)	8%	7%	24%
Vélo	4%	1%	0%
2RM	6%	1%	0%
2RM serviciel	-	-	-

Par ailleurs, l'Union Européenne s'est fixée (règlement 443/2009) l'objectif de faire baisser les émissions de CO2 des véhicules mis en vente sur son territoire. Ainsi, en 2020, la moyenne des émissions de CO2 de véhicules neufs devra être inférieure à 95gCO2/km, avec un point de passage à 130gCO2/km en 2015.

2.2.1.b. Vision de l'ADEME pour le transport de passager

Le transport de passagers une composante essentielle du développement durable et se situe à la croisée d'enjeux :

- énergétiques et environnementaux : pour l'automobile, les objectif du Grenelle de l'Environnement sont ambitieux, avec un parc français à 130 g en 2020 contre 169 g aujourd'hui ; la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre en 2020 et le facteur 4 en 2050. A cela s'ajoutent les enjeux spécifiques de la directive européenne (130 g en 2015) et un objectif encore plus ambitieux de 95 g en 2020.

- sociaux : accès à la mobilité pour tous (l'accessibilité aux transports publics : zones non couvertes par les transports collectifs, enclavement de certains quartiers, personnes à mobilité réduite), précarité énergétique dans les transports : dépendance à l'automobile (absence de choix, risque de rupture)

- territoriaux : organisation du développement urbain et des modes de vie.

- économiques : poids du secteur automobile dans l'industrie, poids des autres secteurs (ferroviaire, fluvial, aérien, maritime) dans l'économie.

i. Hypothèses retenues concernant les évolutions du besoin global de mobilité

Les hypothèses prises dans le scénario de l'ADEME concernant l'évolution du besoin de mobilité sont les suivantes :

- un accroissement modéré du volume global de déplacements en véhicule individuel : 790 Gvoy.km en 2030, contre 711 Gvoy.km en 2010, en raison de l'effet démographique, des contraintes économiques (prix du baril), fiscales, réglementaires (réglementation d'accès au centre ville pour les véhicules polluants, péage urbain) ou environnementales qui pourraient s'accentuer, et du développement des téléactivités. Ainsi, la mobilité en véhicule individuel est globalement constante sur la période.

Mobilité (milliards de voyageurs * km)	2010	2030
Véhicule particulier	711	790
Véhicule utilitaire léger	150	170
Bus / car	49	52
Fer	100	138

- une quasi stabilisation des trafics exprimés en véhicules.kilomètres, compte tenu de l'accroissement du taux de remplissage des véhicules.

Trafics (milliards de véhicules* km)	2010	2030
Véhicule particulier	450	440
Véhicule utilitaire léger	50	60
Bus/car	2,2	3
Fer	0,8	1

- si les « téléservices » et les centres de proximité ont vocation à se développer (télétravail, téléconférences, formalités et achats à distance, etc.), leur impact n'a pas été directement intégré à l'exercice Ademe 2030.

ii. Hypothèses retenues concernant l'offre de transport

Sous l'effet conjoint de plusieurs contraintes et du développement d'alternatives, la place traditionnelle de l'automobile dans la palette de solutions de mobilité change en France et en Europe.

En effet, des véhicules conçus pour intégrer une mobilité servicielle peuvent voir leurs caractéristiques (puissance installée, vitesse maximale, accessoires) et architectures précisément modulées pour répondre aux usages pour lesquels ils seront employés.

1. La voiture et les services de mobilité

L'image de la voiture chez les Français change : seulement 18% des Français associent la voiture à l'idée de liberté. Chez les moins de 35 ans, cette proportion atteint péniblement les 10%, contre 25% pour les plus de 65 ans. (Etude Ifop, 2010). 73% des Français estiment que l'automobile est un objet qui s'est banalisé et 54% pensent que la voiture est avant tout un « outil fonctionnel de transport » (Source : enquête Ifop pour AramisAuto.com).

Il apparaît ainsi un découplage possible entre la possession exclusive d'un véhicule individuel et la capacité d'être mobile. Cette transition est importante pour de nombreux acteurs, dont les constructeurs automobiles, mais également les opérateurs de transports publics ou les collectivités. En considérant l'intégralité des systèmes de mobilité, il est proposé de concevoir et produire autrement les automobiles du futur, en les intégrant dans des offres de mobilités multimodales, pour qu'elles soient mieux utilisées et partagées.

Ces exemples de mobilité existent déjà, mais en dépit de l'intérêt grandissant que l'on observe pour certains d'entre eux (covoiturage, vélo partagé, téléservices), leur importance est encore modeste dans la mobilité en France.

Nous faisons donc dans l'exercice l'hypothèse que, sous l'impulsion des jeunes générations, du développement des outils numériques et du déploiement d'une offre compétitive, le paradigme de la voiture possédée changera progressivement au profit d'un service de mobilité qui prendra une part de plus en plus importante au cours de la décennie 2020-2030.

Les prémices de cette transition au niveau de la mobilité s'observent déjà :

- modification des comportements d'usages des véhicules (partages, services et plus uniquement un modèle de possession), des particuliers de plus en plus exigeants (grâce à l'accès aux données), des entreprises raisonnant en TCO (Total Cost Ownership) et pas en mode « passionnel »
- évolution dans le budget des ménages : des tensions entre les postes de dépenses dont certains nouveaux (ex : télécom), pourraient conduire des restrictions sur les déplacements en mode individuel
- une ressource pétrolière de plus en plus chère, un ressenti négatif sur les variations de prix (hausse perçue plus rapide que baisse à la pompe), des énergies alternatives de plus en plus citées
- des technologies innovantes ayant pour certaines franchi la phase d'apprentissage du cycle de développement d'une nouvelle technologie et pouvant se déployer (micro-hybridation par exemple)
- des opportunités et un enjeu fort en faveur d'un positionnement industriel sur les technologies liées aux nouvelles offres de mobilité (géolocalisation, véhicules

communicants, adaptation au cahier des charges d'utilisation, prédisposition à la multipossesion…)

Des expérimentations de mobilité urbaine reposant sur une forte intermodalité et sur des services sont actuellement conduites dans plusieurs villes de France avec le soutien de l'ADEME dans le cadre des Investissements d'Avenir et préfigurent certaines solutions qui pourraient se déployer à grande échelle.

Les petits véhicules urbains électriques et la mobilité durable soutenue par les Investissements d'avenir

Il s'agit notamment d'aider au déploiement massif de la voiture électrique (objectif de 2 millions de véhicules en circulation en 2020) : conception des véhicules, aide au déploiement de bornes de recharge, expérimentations sur l'utilisation de la voiture électrique. Le véhicule électrique VELV développé par PSA et soutenu par l'ADEME est spécifiquement adapté à la ville et consomme 7 KWh/100 Kms. Il est particulièrement adapté à l'autopartage.

Le projet « Chrome » teste l'usage de voitures électriques dans une région transfrontalière incluant l'Alsace et le Bade-Wurtemberg, avec le soutien d'industriels (EDF, Schneider Electric, Siemens, PSA, Renault, Dalmler), afin d'aider à la mise en place de normes communes européennes.

Un autre projet « Optimod'Lyon », qui réunit autour de la Communauté urbaine de Lyon 12 partenaires publics et privés dont IBM, Orange, Renault Trucks, Autoroutes Trafic, Véolia, teste la mise en place de capteurs fixes et mobiles chargés de collecter et de consolider des données sur tous les modes de déplacement, pour alimenter une plate-forme d'informations. Celle-ci servira ensuite à expérimenter des services innovants : prévision de trafic à une heure afin d'agir pour éviter la congestion, développement d'une application de navigation en temps réel pour smartphone et mise au point d'un outil d'optimisation des tournées de fret. On estime que ce projet conduira à une baisse de 200 000 tonnes de CO2 sur le Grand Lyon.

L'exercice de l'ADEME s'appuie sur la mise en œuvre simultanée et coordonnée des différentes solutions détaillées précédemment.

Les hypothèses suivantes sont retenues pour les services de mobilité (automobile en partage, location courte et longue durée…) :

- un taux de remplissage plus élevé (1 véhicule serviciel pour 3 véhicules particuliers, hypothèse conservatrice au regard du chiffre de 1 pour 9 observé aujourd'hui) ;

- un accroissement de la part modale de ces services (10% des voy.km en urbain, 10% en périurbain et 5% sur longues distances) ;
- une efficacité énergétique plus élevée (consommation unitaire moyenne inférieure de 20%), les véhicules étant mieux adaptés aux usages ;
- une pénétration des motorisations alternatives et notamment une pénétration forte du véhicule électrique dans les usages urbains par ce biais.

2. Les transports collectifs

Pour les transports collectifs, les hypothèses suivantes sont retenues :

- un accroissement du taux de remplissage (+30 à 50%), notamment en dehors des périodes de pointe, en raison de l'aménagement des activités des entreprises et des ménages ;
- l'utilisation des téléservices et de l'amélioration de l'interopérabilité entre les différents modes de transport (amélioration résultant d'un usage accru des outils numériques).

3. Les modes actifs

Concernant les modes actifs, les hypothèses sont les suivantes :

- une augmentation de la part modale des modes actifs, notamment du vélo (10% en 2030), du fait de la mise en place de réseaux maillés d'itinéraires cyclables ;
- de règles favorisant les usages quotidiens du vélo (accompagnement financier notamment) ;
- l'amélioration de l'interopérabilité du vélo avec les autres modes de transports.

Toutefois, ces évolutions se réaliseront plus ou moins rapidement avec des différences selon les territoires, car elles vont de paire avec un processus d'aménagement qui privilégie le renouvellement urbain par rapport à l'extension.

Répartition des flux de voyageurs en 2030			
	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	54%	61%	55%
Véhicule serviciel	10%	10%	5%
Transport Collectif (bus, car)	10%	10%	10%
Transport collectif (fer, tram)	10%	10%	30%
Vélo	10%	6%	0%
2RM	4%	2%	0%
2RM serviciel	2%	1%	0%

iii. Hypothèses retenues concernant les évolutions technologiques

Les hypothèses résultantes pour notre exercice sont une stagnation globale des ventes de véhicules, avec toutefois une répartition différente entre acheteurs professionnels et acheteurs particuliers : le scénario de l'ADEME retient ainsi l'hypothèse d'une baisse des ventes pour les acheteurs particuliers à l'horizon 2030 compensée par une hausse des ventes pour professionnels (services, entreprises, etc.)

Le marché s'orienterait par ailleurs globalement vers des véhicules plus petits, avec un allègement général notamment grâce à l'arrivée progressive de matériaux composites entre 2020 et 2030.

Les évolutions envisagées sur chaque filière sont les suivantes :

1. Thermique et hybride non rechargeable

Concernant les véhicules thermiques, le scénario de l'ADEME repose sur les hypothèses suivantes :

- une érosion marquée des ventes Diesel en particulier pour les petits véhicules Diesel par renchérissement des fonctions de dépollution, limitation graduelle de l'avantage fiscal TIPP SP vs GO, déficit d'image lié aux émissions actuelles de particules effet réel et « psychologique » des restrictions de circulation, amélioration du score de consommation des véhicules Essence.
- le maintien d'ici 2020 des ventes Essence en raison d'une compensation entre les gains sur le Diesel et les pertes liées à l'essor principalement des véhicules hybrides, puis baisse s'accentuant pour 2030 par généralisation du périmètre de l'offre des hybrides.

Ces éléments donnant, dans les ventes de véhicule, une pénétration des motorisations thermiques Diesel (non hybrides) ramenée à approximativement 16% à horizon 2030 contre 72% en 2011 (volume de véhicules à faible contenu technologique), et une diffusion des véhicules Essence (non hybrides) de l'ordre de 15% en 2030.

Concernant les véhicules hybrides non rechargeables, une diffusion accrue est possible, s'avérant un compromis immédiatement utilisable pour les échéances 2020 et 2030 :

- Bénéficiant de l'expérience antérieure et de la renommée des pionniers asiatiques ;
- Des contraintes réglementaires sur le CO2 et du souhait des acheteurs de maîtriser leur budget véhicule ;
- D'un surcoût encore élevé pour les technologies plus pointues des Hybrides Rechargeables, ou plus contraignante comme le VE ;
- D'une offre qui se diversifie avec les propositions d'hybride Diesel.

Ces éléments conduisent à une diffusion de plus en plus forte pour notre vision de ces véhicules hybrides non rechargeables, en premier lieu des hybrides Essence (28% en 2030), et une tendance similaire bien qu'atténuée pour les Diesel (compte tenu du coût complet de ce type de chaîne de traction (9% en 2030) ;

2. Hybride rechargeable et électrique pur

Le scénario de l'ADEME fait l'hypothèse d'un décollage des ventes des technologies bas CO2 à énergie non fossile : VHR, VE RE et VE en raison :

- du changement de modèle de stricte possession des véhicules et de l'émergence de services de mobilité ;
- de l'attractivité du prix de l'énergie et de l'émergence d'une offre de recharge dans les grandes agglomérations ;
- de la prise de conscience des utilisateurs de l'impact environnemental mais aussi du poids financier du poste déplacements dans le budget des ménages et des entreprises ;
- de l'existence probable d'incitations lisibles de l'Etat ;
- de l'influence grandissante des consommateurs par accès et partage des informations réelles sur les performances et impacts des véhicules.

Il sera probablement utile d'accompagner la progression de la flotte par des mesures incitant aux recharges hors pointes (mesures tarifaires ou intelligence de charge). Ceci permettrait d'aboutir à une bonne intégration du véhicule à motorisation électrique au sein du réseau électrique en modifiant le profil moyen de charge pour un véhicule. Le mode de charge serait normal ou semi rapide pour les flottes professionnels et les services de mobilité, et lent, car largement de nuit (soit 3kVA), pour les véhicules privés.

Ainsi, nous prévoyons un décollage du marché des Véhicules Rechargeables : VE, VE RE et VHR, avec un décollage plus important des véhicules bi énergies (VE Range Extender et Hybrides Rechargeable) offrant plus de polyvalence avec 22% des ventes en 2030, et un décollage réel du VE pouvant satisfaire le besoin des urbains et des entreprises dont les nouveaux services de mobilité (10% en 2030) ;

3. Les autres motorisations

Le scénario de l'ADEME n'envisage pas de décollage des ventes des technologies à carburants alternatifs GPL, GNV ou E85.

- Le GPL

Le scénario fait l'hypothèse d'un fort reflux provenant de

- contraintes CO2 et incitations fiscales orientent les acheteurs vers des énergies d'origines non fossiles
- les choix d'investissement des constructeurs pour des technos VE/VH/VHR par exemple, ne permettent pas (plus) de proposer une offre GPL en plus des MCI conventionnels

- Le GN et le biogaz

Ce vecteur énergétique, à peu près équivalent au carburant liquide classique en ce qui concerne les émissions de CO2 est meilleur que ce dernier pour ce qui est des émissions de particules (il présente des avantages pour répondre aux problèmes liés à la mauvaise qualité de l'air). Si le vecteur gaz présente un fort potentiel notamment par la montée en puissance du biogaz, aucun décollage significatif n'est envisagé à l'horizon 2030 :

- absence d'une politique d'investissement massive en station de compression, et en conséquence, peu d'offre constructeur ; toutefois, une partie de ce

maillage pourrait être induit par le développement progressif de ces véhicules dans les flottes de pays frontaliers. A cela peut venir s'ajouter les véhicules légers de ces entreprises (flottes captives).

- à l'horizon 2030, nous faisons l'hypothèse que le marché est avant tout professionnel et que le marché grand public est encore embryonnaire. Toutefois, la montée en puissance de la méthanisation (productrice de biogaz « propre » car issu d'un cycle court de carbone) et la baisse progressive de la consommation de gaz dans les bâtiments (pour le chauffage) offrent à ce vecteur énergétique un potentiel extrêmement intéressant à plus long terme.

- Les biocarburants liquides

Suite à diverses études sur l'impact de la production de biocarburant sur l'effet de serre, notamment celles menées par l'ADEME, il s'avère que les bilans favorables élaborés dans un premier temps sans tenir compte du changement d'affectation des sols, direct et indirect, sont assez fondamentalement remis en question, notamment concernant le biodiesel. L'objectif 2020 français d'introduction des biocarburants est de 3,5 Mtep dans le cadre du PNAER, et de 4 Mtep dans le cadre du Comop 10 du Grenelle.

Ainsi, les quantités de biocarburants évoquées en 2030 sont à considérer plutôt comme des additifs de formulation aux carburants classiques « thermiques » que comme des vecteurs nécessitant des adaptations spécifiques des moteurs, les constructeurs et pétroliers demandent des carburants dits « drop-in » ne nécessitant pas d'adaptation spécifique des moteurs.

- L'hydrogène

Nous ne prévoyons donc pas de diffusion significative du vecteur énergétique Hydrogène aux horizons 2020, 2030. Tout au plus des expérimentations en grandeur réelle ne dépassant pas quelques milliers de véhicules.

- technologie et durabilité de la pile à combustible non éprouvés. Voie technologique qui doit encore passer par des étapes de démonstration ;
- approvisionnement en hydrogène problématique, limitant le marché potentiel à des expérimentations locales ou à utilisation pour de l'approvisionnement électrique d'appoint (auxiliaire) et non propulsion du véhicule ;
- contrainte réglementaire et absence de réseau d'approvisionnement qui plaide pour des premières expérimentations pour des utilisateurs d'entreprises et non le grand public.

Bilan sur les ventes de véhicules en 2030 :

Principales ventes 2030	gCO2/km	Milliers	Parts des ventes 2030
Diesel	85	305	16%
Essence	95	303	15%
Hybride Diesel	50	171	9%
Hybride Essence	60	540	28%
GNV	95	10	1%
VHR + VE RE	30	432	22%
VE	0	196	10%
TOTAL	**49**	**2 millions**	

Bilan sur le parc de véhicules :

Principaux types de véhicule	Milliers	Parts 2030
Diesel anté 2012	5 900	*17%*
Essence anté 2012	2 200	*6%*
Diesel	13 300	*37%*
Essence	5 600	*16%*
Hybride Diesel	1 200	*3%*
Hybride Essence	3 400	*10%*
Véhicule hybride rechargeable	2 400	*7%*
Véhicule électrique	1 300	*4%*
Parc total 2030	**35 millions**	
gCO2/km	**100**	

La consommation moyenne du parc de véhicules en 2030 est la suivante :

	2010	2030
Véhicule thermique	6,4 L / 100km	4,6 L / 100km
Véhicule thermique serviciel	-	3,9 L / 100lm
Véhicule électrique	-	15 kWh / 100km
Véhicule électrique serviciel	-	10 kWh / 100km

2.2.1.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour la mobilité individuelle

	Ventes 2010	Ventes 2030	Parc 2010	Parc 2030
Thermique	100%	68%	100%	89%
Hybride rechargeable	0%	22%	0%	7%
Electrique	0%	10%	0%	4%
Total Parc	2,2 millions	2 millions	35 millions	35 millions
gCO2 / km	127	49	165	100

Dans les années à venir, l'automobile verra son rôle évoluer naturellement, notamment en zone urbaine, au regard de l'évolution des transports publics et des différents services de mobilité (autopartage, covoiturage, location - à la fois au niveau des professionnels et des particuliers). Toutefois, il conviendra d'accompagner ces évolutions afin de leur permettre de se déployer le plus efficacement possible. Ces évolutions mettront du temps à pleinement intégrer le paysage urbain : elles nécessitent un public large et réceptif, disposant d'outils technologiques modernes facilement utilisables, et une infrastructure suffisamment dense pour permettre une acceptabilité forte par les usagers.

Dans les zones urbaines, en complément des modes actifs et des modes collectifs, la voiture serait de préférence « louée » dans des stations d'autopartage, géré par un professionnel qui mettrait également à disposition de ses « abonnés » un véhicule thermique ou bi-motorisé pour les trajets plus longs.

Dans le périurbain (bassins de vie à faible densité) : la petite voiture serait utilisée pour les déplacements quotidiens de proximité avec, si nécessaire, la mise à disposition, entre particuliers, par le vendeur ou le loueur, d'une voiture de capacité plus importante, plus adaptée aux trajets longue distance.

Consommation énergétique par type de transport (Mtep)		**2010**	**2030**
Transport de passagers	Public	1,59	1,8
	Privé	27,28	19,2

2.2.2. Le transport de marchandise

2.2.2.a. Contexte du transport de marchandises

L'évolution du transport de marchandise est fortement corrélée au PIB et à l'accroissement démographique. Ces dernières années, l'écart entre les objectifs fixés pour ce secteur et les résultats constatés a augmenté année après année sur les principaux points : réduction d'émissions de polluants (respect des plafonds d'émissions et pénalités européennes), réduction d'émission de GES (facteur 4), et diversification énergétique.

2.2.2.b. Vision de l'ADEME pour le transport de marchandises

i. Hypothèses retenues concernant les évolutions des tonnes transportées

Le transport de marchandises dans l'exercice de prospective, étant donné son cadrage macroéconomique (+1,8% de croissance par an, scénario fécondité haute, niveau élevé de production industrielle), continue à progresser jusqu'en 2030.

L'évolution prise dans le scénario mise toutefois sur une décorrélation progressive de la croissance des tonnes de marchandises transportées avec l'évolution de la croissance économique, par des gains logistiques, sur le retour à vide, et sur l'écoconception des produits par exemple.

	Gtkm 2010	**Gtkm 2030**
Tonnes transportées	382	459

En effet, si des optimisations existent, notamment pour le transport urbain de marchandises, l'accroissement global du transport de marchandises d'ici 2030 semble difficile à endiguer et les hypothèses de cadrage apparaissent très structurantes à cet horizon.

ii. Hypothèses retenues concernant les évolutions modales et les infrastructures

Sur la base des données actuelles (notamment issues du projet FIDES-PREDIT pour la route et FRET2030 pour tous les modes), des gains sont envisageables par filière en instaurant les combinaisons optimales taxe/quota/incitatiion agissant à la fois sur l'offre de transport, la demande, les technologies et les modes d'organisation.

1. Le transport routier de marchandise

Dans le domaine du transport routier, les poids lourds sont actuellement le maillon central puisqu'ils transportent la grande majorité des marchandises répondant à nos besoins, faisant ainsi vivre notre économie.

Malgré des performances énergétiques moins bonnes que sont les voies ferrées et navigables, le transport routier s'est imposé grâce à sa flexibilité, sa rapidité et donc sa rentabilité.

Au regard des progrès réalisable sur ce mode, l'efficacité énergétique des camions peut être améliorée de 20% d'ici 2030.

2. Le fret ferroviaire et fluvial

Concernant le fret ferroviaire, il a fortement diminué au cours des vingts dernières années pour atteindre 34 Gtkm en 2010, soit moins de 10% du flux total de marchandises-kilomètres.

Les freins nationaux au niveau de la performance de l'activité fret de la SNCF ainsi que la réforme portuaire sont cruciaux. Sans progrès sur ces deux postes, les objectifs du Grenelle semblent difficilement atteignables dans les délais impartis.

Dans le secteur ferroviaire par exemple, à l'horizon 2030, l'assistance à la conduite, améliorant ponctualité et consommation, devra permettre d'économiser 10% d'énergie à matériel constant.

Les territoires vont jouer un rôle croissant dans l'organisation des circuits logistiques, en développant des stratégies pour améliorer leur attractivité vis-à-vis des entreprises. La compétition mondiale des principales villes ou métropoles en matière d'affichage (zéro carbone en 2050, zéro fossile …) peut permettre de contrebalancer partiellement la progression du transport routier au profit des modes ferrés et fluviaux.

D'autre part, une meilleure intégration des outils numériques peut permettre de proposer, notamment aux PME mais également aux grandes entreprises, de puissants outils d'aide à la décision pour choisir les lieux d'implantation des entreprises (bassin d'emploi, coût énergétique pour déplacer les salariés et les matières) ou des entrepôts.

Mode de transport	**Gtkm 2010**	**Gtkm 2030**
Route	340	397
Ferré	34	50
Fluvial	8	12

Total	**382**	**459**

2.2.2.c. Bilan du scénario de l'ADEME pour le transport de marchandises

Si le scénario suppose bien un report modal important, avec une remontée du fret ferroviaire à son niveau d'il y a vingt et une augmentation de 50% du transport fluvial, ces conditions ne semblent pas suffisantes, *en l'état*, pour permettre une réduction du transport routier de marchandises.

Consommation énergétique par type de transport (Mtep)	2010	2030
Transport de marchandises	13,7	13,3

2.2.3. Principales conditions de réalisation

Le secteur des transports est un secteur très dynamique qui nécessite une politique d'accompagnement et de régulation afin de faire tendre son développement vers des modes et des usages plus vertueux énergétiquement.

Ainsi, un certain nombre de conditions peuvent être imaginées pour accompagner l'évolution du transport de passagers :

- Créer des autorités locales organisatrices de mobilité et en donner la compétence aux collectivités.
- Accompagner la mise en place de modèles d'affaires pour les services de mobilité
- Développer une fiscalité adapté (contributions employeur…) pour les modes actifs
- Accompagner et encadrer le développement d'une infrastructure de recharge électrique
- Simplifier l'usage et le paiement des transports publics (et autres modes), par exemple en rendant compatibles les différents outils de paiement et de validation.

Et concernant le transport de marchandises :

- Suppression progressive des avantages fiscaux des transporteurs routiers
- Expérimenter, en fonction de chaque filière et territoire, des processus permettant de construire une trajectoire crédible et souhaitable, en se focalisant sur les indicateurs globaux (émissions de tonnes de CO2, consommation énergétique finale totale, etc.).

2.2.4. Bilan global de la vision de l'ADEME pour le secteur « Transports et Mobilité »

Evolution de le consommation énergétique totale du secteur (hors transport aérien international et soutes internationales qui sont hors périmètre, et agriculture : tracteurs, etc.):

Mtep	2010	2030
Consommation	44,0	35,8**

totale		

Par vecteur :

		2010	2030
Réseau électrique		1,1	1,8
Réseau de gaz		0,0	0,0
Réseau de chaleur		0,0	0,0
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0
	Bois énergie	0,0	0,0
	Solaire thermique	0,0	0,0
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,0
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0
	Biocarburants*	2,4	3,0
	Ess/Dies/Jet	40,5	31,0
	Autres PP	0,0	0,0
	Déchets	0,0	0,0
	Charbon	0,0	0,0
		44,0	*35,8***

* : il est exclusivement question de biocarburants liquides

** : la consommation énergétique affichée ici comptabilise la valeur énergétique consommée et ne prend pas en compte de multiples comptages (comme prévu dans la directive EnR pour certaines catégories de biocarburants par exemple).

Consommation énergétique par type de transport (Mtep)		**2010**	**2030**
Transport de passagers	Public	1,59	1,8
	Privé	27,28	19,2
Transport de marchandises		13,67	13,3
Transport aérien		1,49	1,5
TOTAL (Mtep)		**44,0**	**35,8**

2.3. Evolution du secteur de l'alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols

Synthèse des principaux déterminants-

Si les enjeux énergétiques liés à l'agriculture sont faibles, ceux en termes d'émissions de GES (des sols et du cheptel notamment) sont importants.

- Poursuite des évolutions tendancielles de l'assiette alimentaire

- Réduction de 50% des pertes évitables et action volontariste sur la surconsommation ;

- Evolution progressive des modes de production agricole vers des systèmes agro écologiques, de production intégrée moins consommateurs d'intrants et vers l'agroforesterie ;

- Baisse de 23 % des consommations énergétiques du secteur de l'agriculture entre 2010 et 2030 ;

- Développement important de la méthanisation agricole ;

- Préservation de la qualité des sols avec notamment l'augmentation du stock de carbone ;

- Division par deux du rythme de l'artificialisation des sols sur la période 2010-2030 par rapport au rythme actuel.

La France, par son climat favorable et son histoire, est un pays où l'agriculture joue un rôle important, tant économiquement que culturellement. En chiffre l'agriculture représente : 58% du territoire, 1 millions d'actifs, 67 milliards d'euros de CA et 527 000 exploitations. Les industries agro-alimentaires (IAA) représentent : 10 000 entreprises dont 97% de PME, 400 000 emplois, 139 milliards d'euros de production et 33 milliards d'euros de valeur ajoutée. Les métiers de l'alimentation (artisanat, commerce alimentaire de proximité, hôtellerie, restauration) représentent également 300 000 entreprises soit 1,1 millions d'actifs et 91 milliards d'euros de CA. Aussi, les enjeux environnementaux de l'agriculture sont multiples et complexes.

Le secteur agricole consomme relativement peu d'énergie finale (2,5% de la consommation finale nationale, soit 4 Mtep), mais contribue aux émissions de GES dans les mêmes proportions que l'industrie ou le résidentiel-tertiaire (environ 21% des émissions nationales). Contrairement aux autres secteurs d'activité, ces émissions sont principalement liées à des processus biologiques et physico-chimiques complexes et peu maîtrisables (fermentation entérique, stockage des effluents, fertilisation…). L'énergie consommée indirectement pour la fabrication et le transport des intrants à la ferme (engrais et aliments pour l'élevage notamment), contribue aussi largement à la dépendance énergétique du secteur.

L'efficacité présumée et la facilité de mise en œuvre des mesures d'atténuation de ces émissions sont donc à évaluer et à pondérer au regard des contraintes techniques, culturelles et naturelles propres à ce secteur d'activité (phénomènes biologiques, géochimiques et pédoclimatiques).

L'agriculture répond à une demande alimentaire, priorité essentielle et évidente. Même si le monde agricole et forestier participera activement aux défis de la transition énergétique (approvisionnement en biomasse énergie, en biogaz, en surfaces disponibles pour l'éolien et le PV….), les enjeux associés ne doivent cependant pas mettre en péril, la disponibilité en

produits alimentaires en quantité suffisante, d'excellente qualité sanitaire, et produits dans des conditions environnementales et économiques durables.

Face à ces constats, l'un des enjeux de l'exercice a également été d'explorer des scénarios de réduction des émissions nationales de GES tout en limitant les effets de reports, liés aux échanges commerciaux et aux changements d'affectations des sols, directs ou indirects. L'hypothèse forte d'un lien direct entre l'évolution des régimes alimentaires de la population française et de son agriculture est également faite. Ce point sera à affiner pour mieux prendre en compte l'évolution des importations et des exportations.

Soulignons que le secteur agricole se démarque des autres secteurs d'activité. Les scénarios proposés ici s'appuient sur les connaissances actuellement disponibles et sont, naturellement, soumis à de fortes incertitudes. Les recherches actuellement en cours, notamment à l'agence et avec ses partenaires du secteur, permettront d'affiner progressivement ces scénarios, voire de les faire évoluer avec la mise au point ou la validation de nouveaux systèmes de production adaptés à ces multiples enjeux.

2.3.1. Les besoins alimentaires

Traiter de l'alimentation dans le cadre du présent exercice prospectif, part du principe que les modes de consommation et comportements alimentaires ont une influence forte sur les évolutions possibles (et/ou souhaitables) de l'agriculture et des industries agro-alimentaires françaises, et donc de leurs impacts sur l'environnement et en particulier les émissions de GES.

Que l'on considère l'alimentation sous l'angle de l'ensemble de la chaîne alimentaire française (périmètre des productions, transformations et consommations sur le territoire national) ou de l'empreinte carbone de l'alimentation des français (intégrant les phénomènes d'imports et donc d'impacts induits), son « poids carbone » oscille entre 20 et 30% des émissions nationales. Les différents exercices prospectifs conduits sur la question agricole mettent en évidence que l'atteinte des objectifs nationaux / internationaux en terme d'atténuation des émissions de GES à l'horizon 2050, nécessite une évolution, plus ou moins marquée, des pratiques alimentaires.

2.3.1.a Contexte

Acte de consommation indispensable à la survie de l'individu, l'alimentation est un sujet complexe, qui dépend de nombreux paramètres (sociaux, économiques, culturels, etc.). Ainsi, les évolutions des comportements alimentaires reposent sur de nombreux facteurs, tels que :

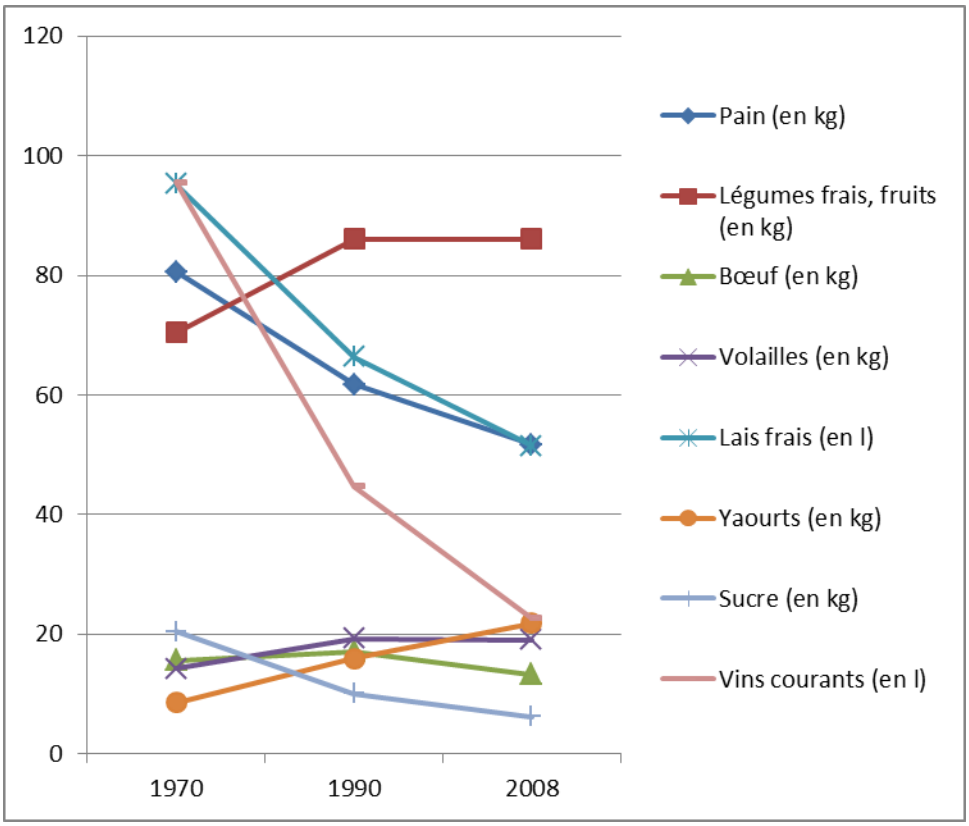
- des aspects culturels : de très grandes différences sont observées ne serait-ce qu'au sein de l'Europe, dans les comportements alimentaires ; l'importance de l'héritage familial est également mise en évidence, avec des orientations alimentaires marquées dès l'enfance
- un facteur « santé » essentiel, traduit à la fois par des recommandations (type PNNS / Programme national Nutrition Santé), souvent connues mais pas forcément suivies, la multiplication de compléments alimentaires, alicaments et autres produits allégés, les récents épisodes de crises sanitaires…
- des contraintes économiques, jouant sur la nature et la qualité des aliments achetés, les lieux d'approvisionnement ou de consommation ;

- des évolutions sociétales, avec la hausse du nombre de repas pris à l'extérieur, l'augmentation de la part de produits transformés, le développement de la restauration rapide etc. ;
- la tendance au vieillissement de la population, avec des différences de comportement alimentaire fortes constatées selon l'âge, tant dans la manière de s'alimenter (nombre de repas, durée, composition…) que dans les quantités ingérées (liées à l'évolution de l'indice de masse corporelle = IMC, selon l'âge).

Par ailleurs, afin d'estimer les besoins de production agricole pour répondre à la demande alimentaire, il est nécessaire de pouvoir répondre à plusieurs questions-clés :
- quelle est la consommation individuelle « de base », en tenant compte de la surconsommation (calories, protéines etc…), en fonction de l'âge, du poids…?
- comment répond-on à ces besoins (quels aliments de base, origine des aliments, aliments plus ou moins transformés, consommation au domicile/hors domicile, cuisson etc…) ?
- comment évoluera le niveau de pertes / de gaspillage à chaque étape de la chaîne alimentaire ?
- quelle part des produits alimentaires (intermédiaires ou finaux) consommée en France est importée ? Quelle part de la production alimentaire française (brute ou transformée) est exportée ?

i. Quantités consommées

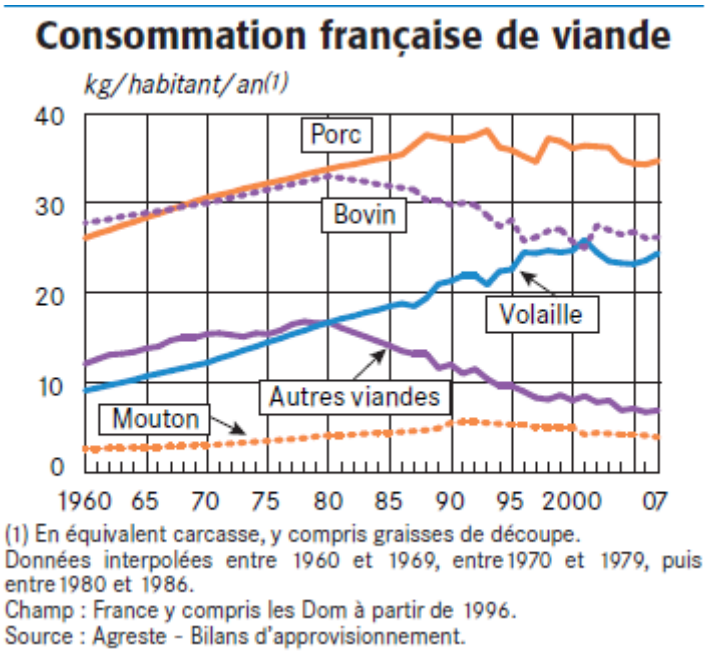
Les évolutions majeures du système alimentaire découleront donc au moins autant des évolutions de la société, que des politiques susceptibles d'être mises en place. Un regard sur les évolutions des comportements alimentaires ces dernières décennies met cependant en évidence des évolutions et ruptures fortes possibles sur ces échéances. Quelques tendances lourdes peuvent ainsi être observées sur les quarante dernières années :
- une forte baisse de la consommation de céréales et féculents ;
- une hausse de la consommation de fruits et légumes frais ;
- une baisse de la consommation de sucre ;
- une baisse de la consommation de vins (sauf AOC), et une hausse de la consommation d'eaux minérales et de source ;
- une baisse de la consommation de lait frais, corrélée à une hausse de la consommation de yaourts et produits laitiers transformés, et fromages ;
- une baisse de la consommation de viande rouge et une augmentation de la consommation de viande blanche.



Consommation de quelques produits alimentaires, source : INSEE

Ces évolutions traduisent différents effets conjugués, notamment la hausse globale du niveau de vie, l'effet des politiques publiques autour de la santé, et le développement de l'offre notamment de produits transformés.

La consommation de viande nécessite une approche plus fine : la hausse tendancielle de la consommation de viande depuis les années 50, liée à la hausse du niveau de vie, s'est stabilisée dans les années 80-90, pour amorcer ensuite une baisse tendancielle qui devrait se poursuivre (argumentaire « santé » lié à la surconsommation de viande, prise en compte du bien-être animal…). La part relative des différents types de viande évolue au regard de paramètres externes : crises sanitaires (« vache folle », « grippe aviaire ») et économiques (baisse de la consommation de viande rouge au profit de la viande blanche, moins coûteuse). La consommation totale apparente de viande (pertes inclues) se situe ainsi aujourd'hui aux alentours 95 à 100kg.équivalent carcasse par personne et par an, soit environ 265 grammes par personne et par jour (ce qui représente entre 150g et 200g/j/pers de viande dans l'assiette).



Le lien entre nutrition et santé est aujourd'hui avéré, et les politiques nationales de nutrition (Programme National Nutrition Santé, Plan Obésité) ont pour principal objectif d'améliorer la santé des français et de limiter les maladies induites, notamment l'obésité, les maladies cardio-vasculaires et certains cancers. Dans une moindre mesure, le Plan National pour l'Alimentation intègre également certains enjeux « santé ».

Les questions de nutrition englobent à la fois les questions d'alimentation (calories ingérées) et l'exercice physique (calories dépensées selon le mode de vie), surtout concernant les conséquences cardio-vasculaires d'apports déséquilibrés au regard du niveau d'activité de la personne.

La montée de l'obésité, notamment dans les milieux défavorisés, constitue un réel enjeu de santé publique. Si la France reste à un niveau plus faible que les USA ou l'Angleterre, la progression de l'obésité et du surpoids est préoccupante. Un signe positif est toutefois la stabilisation observée de l'obésité infantile en 2010, qui reste cependant à pérenniser.

ii. Modes de consommation

L'évolution des modes de vie (travail des femmes, éloignement domicile – travail) a conduit à des évolutions fortes des modes de consommation alimentaire. En 2008, 17% des repas sont consommés hors domicile, dont la moitié en restauration collective et la moitié en restauration commerciale. Cette tendance pourrait se poursuivre au regard de la situation d'autres pays (1/4 au Royaume Uni, 1/3 aux USA).

Proportion des repas consommés hors domicile en France, source : Gira Food service

La restauration rapide connaît notamment un essor important, représentant 72% de la fréquentation de la restauration et une hausse de 66% de son chiffre d'affaires entre 2004 et 2011 (source : Gira Food Services).

Le niveau d'élaboration des produits alimentaires évolue, avec de plus en plus de produits transformés (+5% par an depuis 20 ans selon l'INSEE). Ainsi, la part des produits agricoles dans les dépenses alimentaires des français est passée de 50% dans les années 80, à 25%.

Les modes d'approvisionnement évoluent peu depuis 2001 : 70% des courses alimentaires sont effectuées dans des grandes surfaces à dominante alimentaire, 5% dans des petites et moyennes surfaces, 14% dans des commerces de détail et les magasins spécialisés, 7% au marché ou auprès de producteurs. Le seuil des 1000 « drive » a été franchi en 2012 et cette tendance peut laisser augurer de nouvelles pratiques de consommation, notamment en termes d'approvisionnement ce qui pourrait avoir un impact sur le secteur des transports, traité dans le chapitre précédent.

Malgré tout, les principales caractéristiques du modèle alimentaire français semblent perdurer : 3 repas par jour pris à heures fixes, en famille, temps de préparation et durée du repas élevés, repas structuré avec 2 ou 3 composantes prises dans l'ordre, importance accordée au goût des aliments, convivialité autour de l'alimentation etc. (source : INCA2).

Quelques phénomènes émergents sont également à souligner au travers des produits certifiés « durables », comme l'agriculture biologique ou le commerce équitable. La démocratisation des produits issus de l'agriculture biologique est une réalité, avec 20% des français déclarant consommer un produit « bio » au moins une fois par semaine (source : agence BIO, DPmai2012). Cependant, ce marché ne représente que 2 % du marché alimentaire total (4 milliards d'euros en 2011, x4 depuis 2001). Porté par le Grenelle de l'environnement, le marché du « bio » pourrait atteindre 10% (tendanciel) ou 20% (objectif Grenelle pour les surfaces en AB en 2020) des ventes en 2030.

Le commerce équitable reste cantonné à quelques produits (7% du café arabica, 2% thé, 1% chocolat) pour un chiffre d'affaire marginal (0,3 milliards d'euros en 2010). Parallèlement, labels et appellations sur les produits se multiplient, ajoutant un niveau de complexité aux choix du consommateur : production « locale », label « petits producteurs », protection de l'environnement (« sans pesticide »…) et santé (« riche en omégas 3 », etc.).

iii. Importations et exportations

L'agriculture française produit à 69% pour le marché français, à 23% pour l'Europe et un peu plus de 7% vers le reste du monde. Globalement, qu'il s'agisse de produits bruts ou transformés la France est exportatrice nette de produits agricoles. Les produits agricoles et alimentaires sur lesquels la France est importatrice nette sont principalement des produits bruts ou transformés ne pouvant pas être produits en France métropolitaine (thé, café, chocolat, fruits exotiques, agrumes…), des fruits et légumes consommés hors saison, et des produits pour l'alimentation animale, notamment des tourteaux de soja. Les principales exportations françaises de produits agro-alimentaires sont (par ordre d'importance en euros de chiffre d'affaire) : les boissons, vins et alcools, les céréales et produits à base de céréales, le lait et les produits laitiers, les viandes et abats.

2.3.1.b. Vision de l'ADEME sur l'évolution des besoins alimentaires

Les gisements de réduction des émissions de GES liés à l'alimentation sont de deux ordres : réduire les quantités produites qui ne sont pas utiles (qui conduisent à une surconsommation et/ou des pertes), et réduire l'impact des modes de production et d'approvisionnement.

i. Hypothèses retenues concernant l'ajustement des apports alimentaires aux besoins

L'adaptation de l'alimentation aux besoins réels des individus n'est pas uniquement un enjeu environnemental, mais avant tout un objectif sanitaire. En effet, actuellement, la consommation d'un français est évaluée, en énergie ingérée, à 3500 kcal/jour, alors que le besoin moyen est de 2700 kcal/jour (données FAO, basées sur un bilan d'approvisionnement). Un ajustement simple de cette valeur permettrait un gain théorique de 30% des GES sur le poste « alimentation ». Une limitation de la surconsommation présenterait ainsi d'autres avantages en termes de santé publique sur l'obésité et les maladies associées.

Les politiques de santé actuelles vont plus dans le sens d'une augmentation de l'activité physique, insuffisante pour une part de la population, pour que le besoin énergétique soit en adéquation avec les quantités ingérées (« mangez bougez »), que dans le sens d'une plus grande sobriété dans l'assiette.

ii. Hypothèses retenues concernant l'ajustement des régimes alimentaires

Dans la pratique il est indispensable de regarder plus précisément la composition de l'assiette, l'énergie ingérée étant un indicateur insuffisant pour caractériser la qualité nutritionnelle d'un régime. En effet l'étude INCA 2 met notamment en évidence un écart important entre les recommandations en apports nutritionnels (ANC), et les apports réels. D'après cette étude, les adultes consomment chaque jour 2,8 kg d'aliments et de boissons (50% de chaque). Ces aliments se répartissent en 44% de glucides, 39% de lipides et 17 % de protéines, alors que la ration recommandée comporte 50-55% de glucides (notamment complexes : pain, céréales par opposition aux glucides simples actuellement surconsommés), 35-40% de lipides et 11-15 % de protéines.

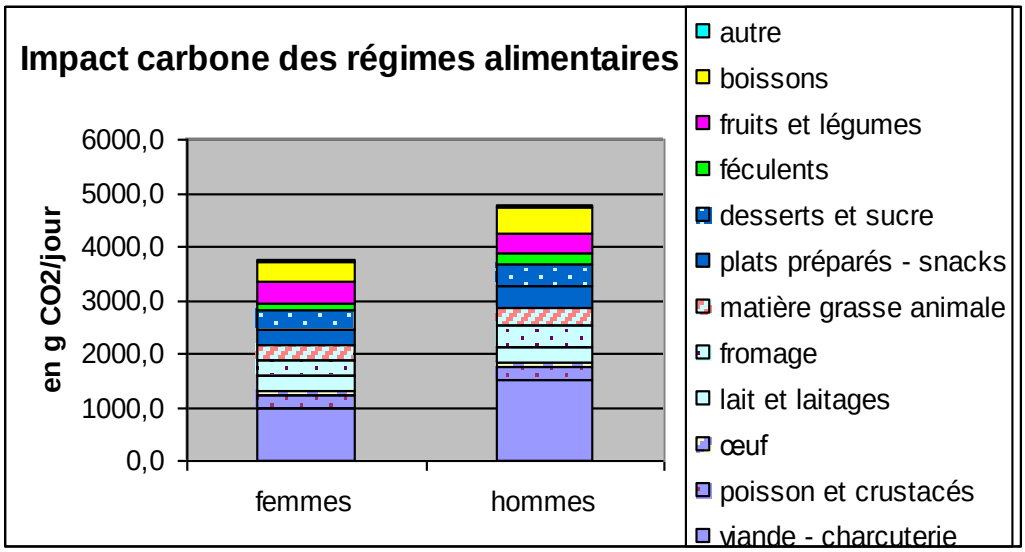
Afin d'évaluer les impacts des consommations alimentaires, il est nécessaire de calculer les impacts pour chaque produit consommé puis de les agréger en fonction des régimes alimentaires des individus. Différents travaux sont disponibles, avec des périmètres, méthodologies différents… qu'il est donc difficile de comparer. Les travaux conduits dans le cadre de l'affichage environnemental des produits, et notamment le programme Agribalyse, visant à élaborer une base de données d'indicateurs environnementaux pour les produits

d'origine agricole, devraient améliorer cet aspect. Dans cette attente, les études à disposition sont soit des ACV dédiées à un produit particulier (voir le document « ACV de produits agricoles / ADEME) soit quelques études plus générales (Bilan Carbone Casino, Etude FCD/ANIA/ADEME, Greenext…)

Si on considère les émissions de GES uniquement, certains produits (viande, fromages…) ont un impact carbone plus élevé que d'autres (féculents, fruits) rapportés à l'unité de masse. Toutefois, la diminution d'un composant du régime nécessite de se poser la question de son remplacement (par quel produit, et dans quel objectif : isocalorie, isoprotéine…).

Par ailleurs, la complexification des plats ingérés (plats préparés issus de l'industrie agroalimentaire) rend complexe l'évaluation de l'impact carbone d'une assiette type en raison de la diversité des recettes…

L'étude « Impact carbone des régimes alimentaires » conduite par l'INRA avec le soutien de l'ADEME en 2011, a permis de déterminer un « profil carbone moyen » de l'alimentation des français, mettant en évidence que plus de la moitié de l'impact carbone vient des produits issus de l'élevage (viande – œufs –poissons) :



Cette étude met en évidence d'une part qu'on ne peut pas établir de corrélation simple entre la qualité nutritionnelle d'un régime alimentaire et son impact carbone, les régimes observés les plus équilibrés n'émettant pas moins de GES que les régimes déséquilibrés, et d'autre part que l'impact carbone est principalement piloté par la quantité d'aliments ingérée et la composition du régime.

iii. Hypothèses retenues concernant le gaspillage alimentaire et les pertes évitables

Les déchets ou perte alimentaires, peuvent être qualifiés de la manière suivante :

- soit de pertes inévitables (os, épluchures…) liés à des fractions non comestibles, cette fraction étant plus ou moins variable selon les pratiques et habitudes alimentaires

- soit de pertes évitables, constituant un potentiel important d'amélioration tout au long de la chaîne alimentaire

- soit de gaspillage alimentaire au stade du consommateur (portions de trop grande taille, produits périmés non consommés….)

La FAO [3] estime qu'un tiers de la production alimentaire mondiale est perdue ou jetée soit l'équivalent de 1,3 milliards de tonnes chaque année, depuis les pertes après récolte jusqu'au gaspillage par le consommateur, en passant par l'ensemble des étapes de conservation / transformation/ distribution. En Europe, d'après une enquête[4] menée par la Commission Européenne, le volume total des déchets alimentaires représenterait environ 89 millions de tonnes, soit 179 kg/hab./an répartis de la manière suivante :

- industries agroalimentaires : 39% (70kg/hab/an),
- distribution : 4% (8kg/hab/an),
- restauration hors foyer : 14% (25kg/hab/an).
- ménages : 43% (76kg/hab/an),

Différentes études menées en France permettent de disposer d'ordres de grandeur complémentaires relatifs sur certaines étapes :

- dans les ordures ménagères et assimilées, on trouve l'équivalent de 20 kg/habitant/an de déchets alimentaires dont 7 kg de produits alimentaires encore emballés[5].
- Au niveau de la restauration collective en régie, il est estimé[6] qu'un repas (préparation et consommation) génère en moyenne 150g de biodéchets constitués de 50 g d'épluchures et restes de préparation et 100 g de restes de repas

Certains produits (notamment produits périssables tels que le lait, les fruits et légumes et la viande) génèrent davantage de pertes que d'autres. La réduction du gaspillage alimentaire constitue donc un gisement important pour réduire les émissions de GES en diminuant la production à nombre de personnes nourries égales, ou pour améliorer la disponibilité alimentaire.
Une part de pertes liées aux contraintes sanitaires de plus en plus fortes (dépassement des DLC, contraintes propres à la restauration collective…) pourrait également être levée par une simple meilleure connaissance de la réglementation et de l'étiquetage, voir par des évolutions de celles-ci.

De plus, le bénéfice économique est a priori immédiat pour le consommateur.

Devenue priorité mondiale, la lutte contre le gaspillage alimentaire a fait l'objet d'une résolution du Parlement Européen en 2012 avec pour objectif une réduction par deux du gaspillage alimentaire d'ici 2025, proposition reprise par le gouvernement français en 2013 dans son Pacte National contre le gaspillage alimentaire.

---

[3] Rapport de la FAO de mai 2011 « Global Food Losses and Food Waste
[4] Enquête sur les quantités de nourriture gaspillées dans l'Europe des 27, octobre 2010
[5] ADEME MODECOM 2007
[6] Etude de préfiguration de l'obligation de tri à la source pour les producteurs de biodéchets, ADEME avril 2011

iv. Hypothèses retenues concernant les modes de consommation

De manière plus transversale il peut être intéressant d'interroger l'impact relatif des pratiques alimentaires et leurs conséquences en termes d'émissions de GES (mode d'approvisionnement, type de produits consommés, restauration hors domicile etc…).

Les travaux récemment menés sur les circuits courts mettent en évidence qu'il n'est pas possible, compte tenu des données disponibles, de généraliser un gain GES lié à une évolution des modes d'approvisionnement. Cependant, une optimisation de ceux-ci (tant sur les aspects logistiques qu'au travers des comportements individuels) constitue un axe d'amélioration possible. Sans qu'on puisse chiffrer exactement les évolutions de consommation d'énergie associées, les lieux d'approvisionnement constituent un indicateur intéressant de l'alimentation.

L'approvisionnement de proximité, qui renvoie à des enjeux autres qu'environnementaux (sociaux, économiques…) et à la notion d'autonomie territoriale, c'est-à-dire à la capacité d'un territoire à produire, autant que possible, au moins l'équivalent de ce qu'il consomme, est susceptible de se développer en complément des circuits plus classiques de distribution. Poussé par les collectivités locales et par une partie des consommateurs, ce type de consommation pourrait restructurer certains territoires agricoles en introduisant la diversité de production nécessaire à notre alimentation. L'impact relatif du type de produits (AOC vs standard, bio vs conventionnel) est également difficile à appréhender. Si les produits AOC ou AB vont d'une manière générale, présenter des impacts environnementaux locaux réduits (élevages conduits de manière extensive, diminution ou absence d'intrants chimiques etc…), y compris en terme d'émissions de GES lorsque celles-ci sont ramenées à une surface, en raison d'une productivité (nombre de jours plus élevés pour arriver à maturité) ou d'un rendement (t produit/ha) généralement moindres, les émissions de GES ramenées à un kg de produit fini peuvent être plus élevées.

L'emprise territoriale, pour une même quantité de produit, est également plus importante, d'où un moindre potentiel de terres disponibles pour d'autres productions ou un risque de changement d'affectation des sols.

La question de la saisonnalité des produits est également évoquée comme un fort potentiel de réduction des émissions de GES. En effet, l'empreinte carbone de produits consommés hors saison est nettement plus élevée que celle de produits de saison, soit en raison du chauffage des serres, soit en raison des distances parcourues (produit de saison sur un autre continent), encore que ce dernier argument soit parfois contestable. En France, la surface actuelle de serres chaudes est de 2 600 ha, dont la moitié en maraîchage (principalement : production de tomates et de concombres) et la moitié en horticulture, et représentent une consommation annuelle de 640 ktep.

Sur la question des produits transformés, aucune étude n'a été identifiée comme comparant l'impact de produits d'origine industrielle (plats préparés) par rapport à des produits « maison ». Ce type de travaux nécessiterait une étude globale, prenant en compte les circuits d'approvisionnement, les transformations industrielles mais également l'ensemble de la chaîne de conservation, les pratiques au domicile incluant la cuisson, les pertes associées aux différents types de produits etc…. S'agissant d'acteurs économiques certaines pratiques ou certaines évolutions peuvent être opérées probablement plus facilement/plus rapidement par le biais des produits transformés (évolution de la réglementation, travail avec les acteurs sur les approvisionnements, sur la composition des recettes etc…), qu'au travers des habitudes des consommateurs plus complexes dans leurs évolutions.

De manière similaire, s'il est possible de constater les évolutions des comportements en terme de restauration hors domicile, on ne peut aujourd'hui indiquer si ces évolutions sont favorables ou non du point de vue des GES. Par contre, la population consommant des repas hors domicile est en partie « captive » : restauration d'entreprise ou scolaire, et à ce titre, représente un fort potentiel pour faire évoluer les pratiques alimentaires.

Les principaux verrous d'une évolution des régimes alimentaires qui serait en partie pilotée par des critères environnementaux sont les suivants :

- verrous organisationnels : contraintes multiples (temps, lieu de prise de repas etc…) qui limitent la marge de manœuvre

- verrous sociologiques : habitudes alimentaires, « culture »

- verrous techniques : connaissance « fiable » des comportements et des produits meilleurs pour l'environnement selon le critère choisi et transmission de cette information au consommateur

Les aspects économiques sont l'une des principales variables motrices susceptibles de jouer sur la consommation alimentaire. Ils seront regardés sous deux angles :

- du point de vue des ménages : lien entre contraintes économiques pesant sur les ménages et consommation alimentaire

- du point de vue de l'activité / du PIB : importance des acteurs économiques français dans la filière alimentaire ; conséquences possibles d'une évolution des pratiques / des régimes alimentaires

2.3.1.c. Bilan du scénario de l'ADEME sur l'alimentation à l'horizon 2030

A l'horizon 2030, il semble vraisemblable de définir une évolution des usages et des besoins orientée autour des politiques nutrition-santé, compte tenu de leur émergence et des enjeux liés. De ce fait, l'évolution des **régimes alimentaires** est envisagée dans la continuité des tendances actuelles : légère diminution des surconsommations glucidiques et protéiques, augmentation de la consommation de fruits et légumes, poursuite de la consommation de produits hors domicile. Les enjeux environnementaux pourraient intervenir sur les évolutions dans une certaine mesure, sans toutefois envisager de rupture profonde à cette échéance. La consommation de produits issus de l'agriculture biologique devrait augmenter parallèlement à l'augmentation de la production. Par contre, les enjeux et politiques en place autour de la réduction des déchets conduisent à envisager dans le scénario de l'ADEME une cible très ambitieuse sur la réduction des pertes alimentaires sur l'ensemble de la chaîne, reprenant les objectifs européens et nationaux : -50% de pertes évitables, générant des bénéfices économiques tant pour le producteur que pour le consommateur.

Pour 2030, l'augmentation de la population française et son vieillissement ont été intégrés dans la définition des besoins alimentaires ; par contre une hypothèse conservatrice de maintien strict de la balance commerciale a été retenue (à l'exception d'une relocalisation partielle de l'alimentation animale). Il ne s'agit pas « d'exporter nos émissions de GES » en faisant produire massivement ailleurs nos produits alimentaires ni de baisser nos émissions nationales en réduisant nos exportations.

Principales hypothèses chiffrées pour 2030 :

- Pertes et gaspillage alimentaire : réduction de 50%
- Baisse légère des surconsommations protéiques (de 70% à 60%) et glucidiques (de 50% à 45%), en poursuite des évolutions tendancielles
- Ajustement de la production à une population croissante (69,5 millions d'individus) et vieillissante
- Hausse des productions sous label (BIO et AOC) qui représentent 15 à 20% du marché
- Maintien des imports et des exports à leur niveau actuel (en volume), sauf pour les tourteaux de soja pour l'alimentation animale dont le niveau d'importation baisse (passage de 75% d'import à 50%) et pour les ovins (baisse des imports par relocalisation)

Conséquences sur la SAU et le cheptel :

- Baisse du cheptel global proche de 10%, principalement liée à la réduction des pertes alimentaires, avec maintien des prairies et tendance à l'extensification de certaines productions (production de viande sous label)
- Peu de surfaces libérées en raison de l'extensification

2.3.2. Les modes de production agricoles

Les systèmes des productions agricoles ont des impacts multiples sur l'environnement, tant positifs que négatifs et la ventilation des différents modes de production possibles à l'échéance 2030 constitue donc une donnée importante. Pour rappel, le « *système de production »* d'une exploitation se définit dans ce rapport par *« la combinaison (nature et proportions) de ses activités productives et de ses moyens de production (terre, capital, travail) ».*

La pression environnementale sur l'agriculture en France, souvent décriée comme un frein au développement ou à la compétitivité, est surtout liée aux résidus azotés dans l'eau (Directive Nitrates). Les émissions de GES, notamment CH_4 et N_2O, les émissions de pesticides dans les milieux, l'érosion de la biodiversité, la préservation de la qualité des sols, les émissions d'ammoniac et de particules nécessitent également, une transition énergétique et environnementale. Les orientations agricoles doivent donc, nécessairement, tenir compte de l'ensemble de ces enjeux et avoir une approche « système » des exploitations et des territoires.

2.3.2.a. Contexte

L'évolution de l'agriculture fut très significative au cours des trente dernières années. En réponse à une consommation alimentaire croissante, à une sécurisation de notre approvisionnement, à une part toujours plus grande des protéines animales dans l'assiette moyenne et à d'autres éléments de contexte technico-économiques, comme la balance commerciale et la politique agricole commune (PAC), les systèmes de production se sont fortement modernisés et intensifiés : mécanisation accrue, spécialisation des fermes, simplification des rotations, usage intensif des intrants (fertilisants, produits phytosanitaires,

concentrés alimentaires pour l'élevage…). En conséquence, les rendements et productions ont augmenté, le nombre d'actifs a fortement chuté, les exploitations se sont agrandis.

Dans le cadre de cette étude prospective et dans un objectif de réduction des émissions de GES de l'agriculture, il convient donc d'étudier chaque type de production (élevage et culture) à la lumière de ses caractéristiques propres (nature du produit, réponse à la demande alimentaire, rendements, intrants…), de ses impacts (sur les GES, sur le carbone des sols, sur les émissions de NH3…) et des modes de production alternatifs existants.

Les principes retenus pour construire les scénarios sont les suivants :

- **Priorité à l'alimentation** : l'offre doit pouvoir répondre aux évolutions de l'assiette moyenne, décrites précédemment, tout en s'adaptant aux contraintes environnementales et climatiques. Le développement de surfaces et pratiques dédiées à l'énergie ou aux matériaux ne doit pas, en outre, être un frein au développement des systèmes de productions alternatifs pour les productions alimentaires ;

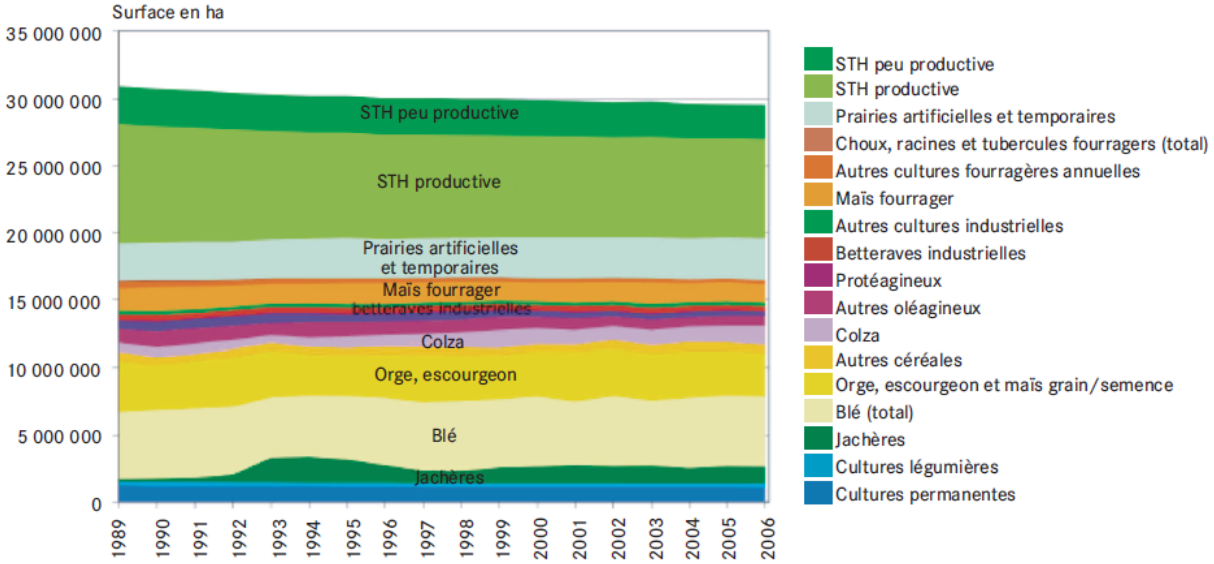
- Favoriser le renforcement des systèmes « agroécologiques » ou de type **« écologiquement intensive »** : étant donné les forts enjeux futurs sur la demande alimentaire mondiale et la limite de la ressource en terres cultivables, la priorité est mise sur le maintien d'un niveau de production élevé, mais avec un impact fortement réduit sur l'environnement. L'autonomie protéique des cheptels est également visée, renforçant le développement des légumineuses, des rotations longues avec cultures intermédiaires et des pratiques de réduction des consommations d'engrais azotés minéraux.

- Préservation de la **qualité des sols** : les sols agricoles sont une ressource limitée et « non renouvelable » qu'il faut impérativement protéger. C'est un enjeu important de production durable pour maintenir, à long terme, la capacité productive en produits agricoles et forestiers.

Depuis la fin des années 1990, les modes de production ont été soumis à des contraintes exogènes, régulières et très fortes : économiques (crises conjoncturelles, concurrences européenne et mondiale), environnementales (qualité de l'eau, des sols), impacts sanitaires (produits phytosanitaires) et sociétales (demandes croissantes en circuits courts, d'aliments sous signes de qualité…). Les pratiques agricoles ont évolué en regard de ces contraintes, mais restent très majoritairement « conventionnelles ».

Généralement, les facteurs considérés comme les plus influents sur les pratiques et les productions agricoles sont :

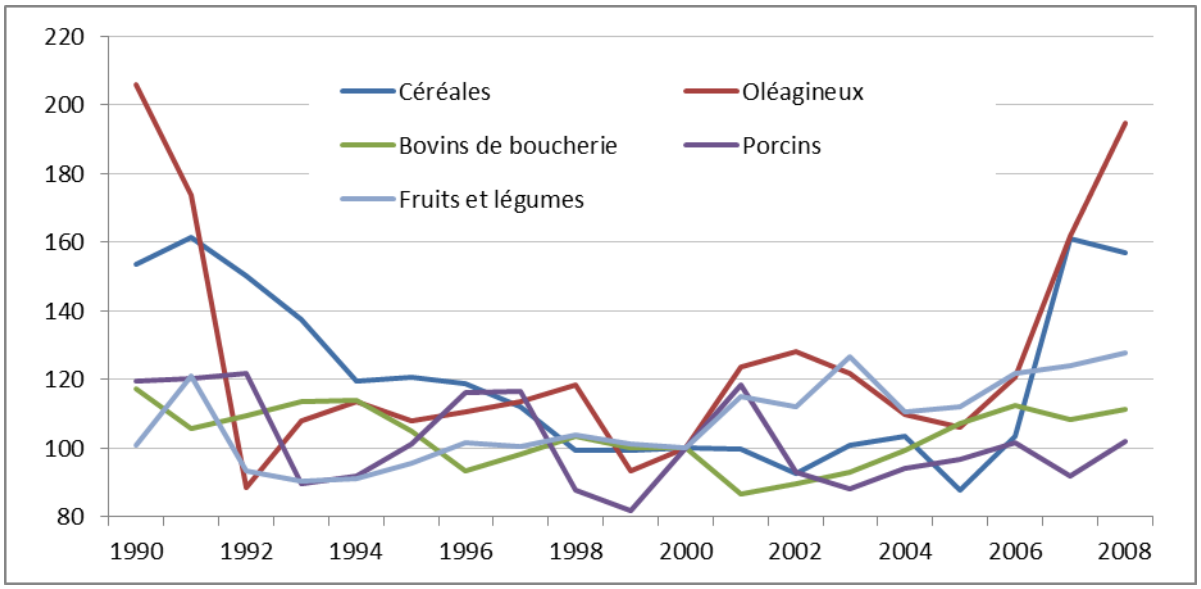
- l'évolution des marchés des produits agricoles et matières premières, par exemple le prix des énergies, peut influencer les pratiques de fertilisation et/ou celui des céréales influencer sur les débouchés ;
- les politiques publiques et notamment européennes sur le développement agricole et l'environnement (soutien de la PAC sur des productions spécifiques, directives sur l'eau ou l'air…) ;
- l'évolution de la demande (crises de la « vache folle » ou « E.Coli », demandes croissantes en circuits courts, filières de qualité labels, AB…).



Evolution des surfaces agricoles françaises (source MAAPRAT, 2010)
(STH : Surface Toujours en Herbe)

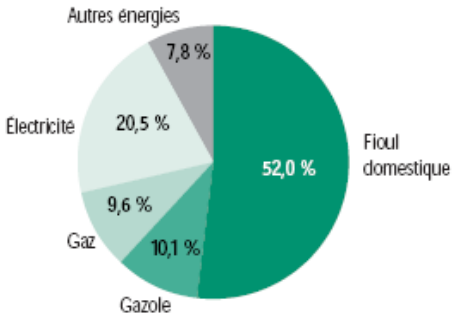
Ces paramètres seront les plus déterminants pour l'évolution à court et moyen/long terme du secteur. En comparaison de l'évolution globalement régulière, constatée de la SAU (graphique précédent), les fortes variations récentes des cours des productions agricoles et matières premières (graphique suivant) démontrent que l'inertie du secteur quant à l'utilisation des terres reste forte et que les situations sont très fluctuantes et hétérogènes selon les filières (productions animales notamment).

Les facteurs de risques de crises sanitaires, bien qu'ayant un fort impact et parfois de manière durable, ne seront toutefois pas traités dans cet exercice de prospective et non de prévision.



Indice annuel des prix agricoles à la production IPPAP (INSEE, base 100 en 2000)

La consommation d'énergie finale du secteur est d'environ 4 Mtep, dont les principaux postes sont le carburant pour les engins agricoles (2,5 Mtep) et le chauffage de bâtiments (0,5 Mtep de gaz naturel principalement pour les serres, 0,7 Mtep pour les bâtiments d'élevage).

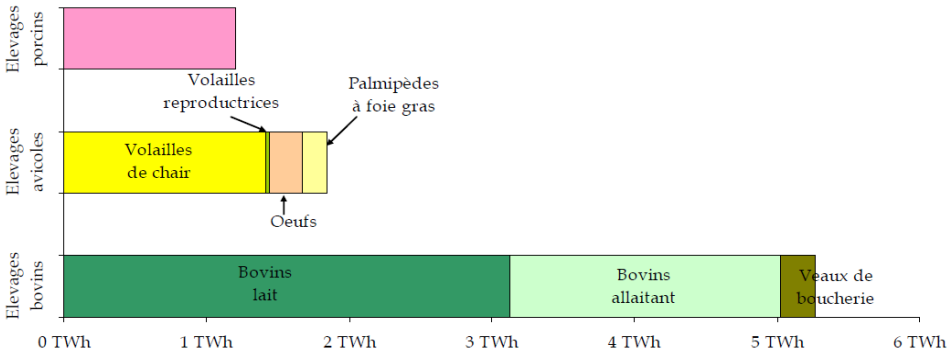


Répartition des consommations d'énergie par source (MAAPRAT, 2009)

Les réductions (ou augmentations) de consommation de carburant sont liées au système de culture (plus ou moins de travail mécanique du sol, de passages pour la fertilisation, etc) et à la pratique (choix d'un tracteur avec une puissance adaptée, conduite économe, utilisation des TIC, évolutions technologiques des moteurs…). Les économies seront donc distinguées, dans la mesure du possible, en fonction de l'influence du système d'une part, et des évolutions de pratiques ou technologiques d'autre part, qui peuvent être transversales à tous les systèmes.

Les efforts du secteur des serres chauffées, pour rester compétitif au niveau international, obligent à maintenir un fort niveau de développement technique des outils de production, avec l'apparition de nombreuses techniques et technologies pour réduire les consommations d'énergie. Des écarts de performances atteignant 30 à 40% sont encore constatés en fonction des équipements installés. Suite au choc énergétique de 2007-2008, une forte augmentation du parc de serres chauffées par la biomasse fut relevée, qui représente une part non négligeable des surfaces actuelles (environ 10%) et un fort enjeu de maintien de l'activité pour la filière. Face aux enjeux liés aux productions et consommations supposées croissantes de fruits et de légumes, la question du maintien voire d'un développement des productions sous serres (chauffées ou non) se pose, conditionnée au recours à des sources d'énergie durables.

Les bâtiments d'élevage sont répartis entre les blocs de traite et les bâtiments dits « hors-sol » : porcins, avicoles et de veaux de boucherie. Les consommations ont été étudiées en 2006 et de nombreux projets d'étude ont suivi, avec notamment des relevés de mesures sur des bâtiments innovants et la recherche de références sur des bâtiments standards.

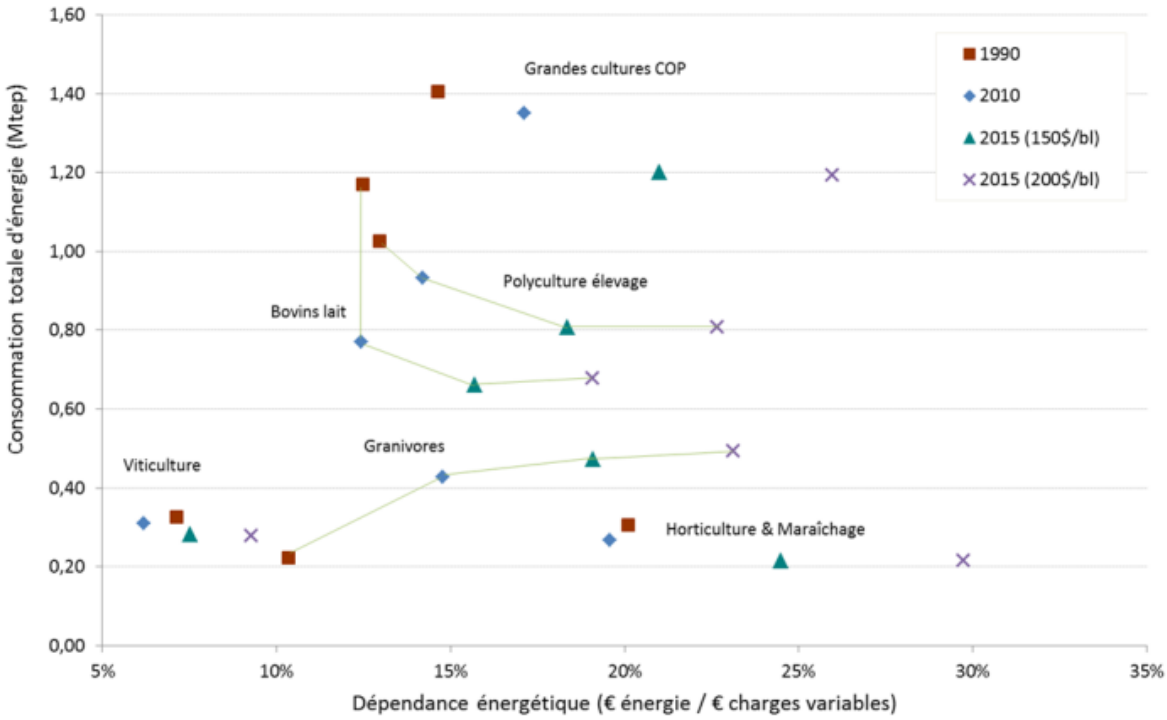


Estimation des consommations annuelles d'énergie directes pour les différentes filières d'élevage (source ADEME, 2007)

Les enjeux sur les bâtiments sont liés à leur performance (réduction des besoins en énergie et des émissions de GES), mais aussi à l'évolution du cheptel.

Le niveau de dépendance du secteur agricole aux prix de l'énergie s'amplifie avec l'utilisation d'intrants de plus en plus énergivores (carburant et énergies fossiles, engrais, alimentation animale…). Cette dépendance n'est pas la même selon l'orientation de l'exploitation, pas plus que leur vulnérabilité face aux évolutions environnementales et climatiques, car les intrants et systèmes diffèrent largement (par exemple les filières viticoles devront s'adapter alors que les cultures sous serres seront *a priori* moins impactées).

Face à ce constat, il est possible de prioriser les cibles à étudier par rapport à leur poids (en absolu) et leur dépendance future accrue à l'énergie. Il est en tout cas évident que cette forte dépendance jouera un rôle dans le futur proche, plus ou moins prégnant, en fonction de la hausse possible du cours des énergies. Elle conditionnera directement la compétitivité des exploitations françaises face à leurs concurrents mondiaux. Aussi, l'augmentation prévisible du prix de l'énergie nécessite de réduire la dépendance globale (directe et indirecte) des différents systèmes agricoles à la consommation d'énergie non renouvelable.



Evolution de la dépendance énergétique des filières agricoles (définie par le ratio €énergie/€charges variables), et de la consommation totale d'énergie (directe + indirecte) entre 1990 et 2010. Les simulations en 2015 sont des scénarios tendanciels avec hypothèses à 150 et 200$/bl (source ADEME, 2012).

2.3.2.b Vision de l'ADEME concernant les pratiques agricoles

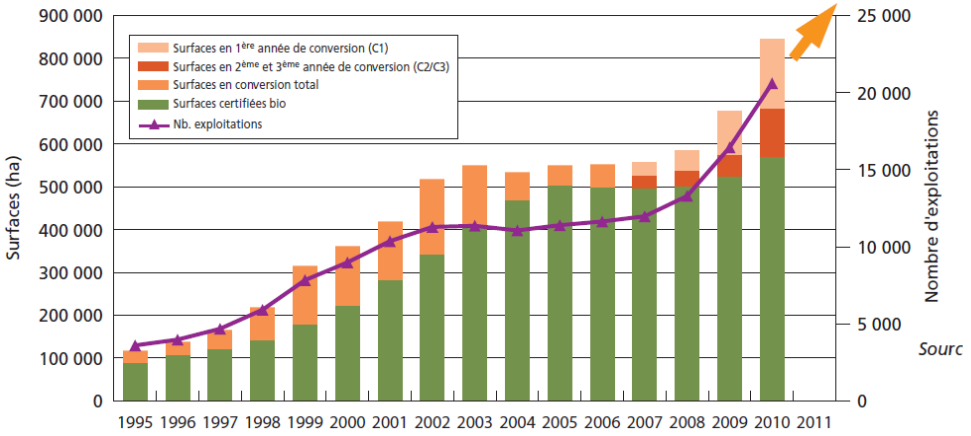
i. Hypothèses retenues concernant les évolutions des systèmes de production agricole et le développement des pratiques stockantes

Les systèmes de production sont très variés, et même si certaines filières deviennent très standardisées, les pratiques diffèrent, de manière importante, pour des territoires et productions analogues. Dans le cadre de cet exercice de prospective, il est possible de schématiser les types d'agriculture autour des principaux systèmes suivants :

L'agriculture « conventionnelle » : la plus répandue, elle repose sur des objectifs de productivité et de sécurisation des rendements (fertilisation et traitements phytosanitaires). Des variantes sont actuellement reconnues comme « l'agriculture raisonnée », qui devient une référence pour le système « conventionnel » de notre scénario prospectif 2050. Cette certification vise des améliorations des pratiques classiques actuelles comme une utilisation moins systématique des produits phytosanitaires et reste un outil de transition vers des systèmes de culture plus respectueux de l'environnement.

L'agriculture « biologique » : elle consiste à supprimer toute consommation d'intrant issu de l'industrie chimique reposant sur un référentiel et un dispositif de certification. Fin 2011, le bio représentait 4,5% des exploitations françaises et désormais, environ 1 Mha sont certifiés

ou en cours de certification, soit 3,5% de la SAU nationale (objectif de 6% prévu en 2012 par le Grenelle et 20% en 2020).



La production agricole « intégrée » peut être considérée comme intermédiaire aux deux précédentes et relève des systèmes de type « agroécologie ». Les agriculteurs sont dans une logique de productivité un peu plus faible que le conventionnel mais, avec une moindre utilisation d'intrants. Dans cette catégorie, on retrouve différentes variantes portées par des réseaux différents et faisant appel à des techniques diverses. A titre d'exemples, l'« agriculture durable » portée par des réseaux des CIVAM ; l'« agriculture de conservation » qui fait appel aux techniques sans labour ; l' « Agroécologie » ou encore l'« Agriculture Ecologiquement Intensive » (AIE) ; reposent sur ce type de concept d'agriculture avec une recherche d'équilibre entre productivité et préservation de l'environnement. Ces agricultures ne font aujourd'hui l'objet d'aucun dispositif de certification. Elles sont notamment développées en viticulture ainsi qu'en développement dans les vergers et les systèmes de grande culture.

Très peu développée en France, **l'agroforesterie** peut être combinée aux systèmes décrits précédemment. Ce mode de production, qui associe dans une même parcelle des productions culturales avec la plantation d'arbres, est actuellement en réflexion dans le cadre des objectifs de stockage de carbone et de production de biomatériaux et d'énergie.

A ces systèmes, parfois soumis à labellisation ou certification, s'ajoute la récente certification « Haute Valeur Environnementale » ou « HVE » issue des travaux du Grenelle Environnement et dont l'objectif (loi Grenelle 1) était, à l'origine, d'obtenir 50% des exploitations « *largement engagées* » dans la démarche en 2012.

Les sols agricoles stockent, absorbent et émettent des gaz à effet de serre (GES), principalement le CO_2 et le N_2O. Les usages des sols et les pratiques associées ont un impact direct sur les émissions nationales.

La mise en œuvre de pratiques culturales appropriées peut, limiter les émissions de gaz à effet de serre des terres cultivées et renforcer l'absorption de carbone présent dans l'atmosphère. Angers et al. (2011) ont ainsi estimé, à partir des teneurs en carbone mesurées sur la Base D'Analyse de Terre (BDAT) du GIS Sol, que plus de 70% des sols agricoles français présentaient un déficit de saturation en carbone, en particulier dans les zones de grandes cultures du Nord, de l'Est et dans le Sud de la France, qui combinent des

températures favorisant la minéralisation ainsi qu'une occupation du sol en vergers et vignes. Ils en concluent qu'il existe en France, un réel potentiel de stockage du carbone dans le sol si des pratiques adaptées sont mises en œuvre.

Ces pratiques consistent soit à augmenter les apports organiques au sol (gestion des résidus, couverture du sol, augmentation de la productivité végétale, fertilisation organique), soit à réduire la minéralisation des matières organiques en limitant le travail du sol. Ces pratiques sont plus ou moins adoptables selon le contexte technique, économique et politique. Ainsi, l'accroissement ou le maintien du retour au sol des résidus peut apparaitre antagoniste avec un développement des biocarburants de seconde génération. Elles doivent aussi s'intégrer de façon cohérente dans les systèmes de culture. L'expertise collective de l'INRA « Stocker du carbone dans les sols agricoles de France » (Arrouays et al. 2002) estimait ainsi, le potentiel de stockage entre 1 et 3 millions de tonnes de C par an (ou entre ~3,7 et ~11 $MtCO_2$) sur une durée de 20 ans. Toutefois, il est nécessaire de garder à l'esprit que le stockage du carbone dans les sols est limité. Dès lors, les actions favorisant le stockage peuvent permettre de compenser, à court et moyen termes, des émissions dans d'autres secteurs mais ne peuvent remplacer les actions de réduction des émissions qui y sont faites.

Dans ce travail de prospective, il est considéré que l'essor des pratiques, permettant le stockage du carbone (C) dans les sols, s'intègre dans le développement des modes de production intégré, biologique et agroforestier. N'est donc pas considéré le développement des pratiques de façon indépendante. De ce fait, il est considéré que les systèmes de culture biologique et intégré permettent, en 20 ans, par la mise d'un ensemble de pratiques appropriées, une augmentation de 20% du stock de C par rapport au système conventionnel. Les surfaces plantées en haies et en arbres (agroforesterie) sont prise en compte de façon explicite.

L'évolution des systèmes, vers des systèmes plus « stockant », peut demander un changement de manière de cultiver, des modifications du calendrier de travail, des choix de rotation, de conduite des cultures qui demande des références et des investissements matériels (ex : passage au TCSL, gestion de la fertilisation organique, mise en place d'interculture). L'adoption de ces changements suppose des formations et des engagements de très longue durée de la part des agriculteurs, sachant que les bénéfices de changement de pratique se mesurent sur plusieurs dizaines d'années. Ces évolutions correspondent à un retour de l'agronomie dans les modes de gestion des exploitations actuellement, défendue par de nombreux organismes (GIS relance agronomique). La mise en œuvre de pratiques peut être aussi limitée dans certaines régions pour des raisons agronomiques. Ainsi, la simplification du travail du sol est difficilement envisageable dans des sols pauvres en argile et hydromorphe ou dans certains systèmes de culture (betteraves, pommes de terre…). L'enherbement des vignes, ainsi que la mise en œuvre d'intercultures, complexifient la gestion de l'eau dans les zones où celle ci est limitante. De plus, le déstockage du carbone étant plus rapide que son stockage, le bénéfice tiré de l'adoption de pratiques « stockantes » sera réduit si ces pratiques ne sont pas durables. Il s'agit donc de s'assurer que les contraintes/opportunités économiques pour les exploitations, les ayant mises en œuvre, n'induisent pas de retours en arrière.

L'impact sur le stock de la gestion forestière et des hausses de prélèvement du bois, associées au développement de la biomasse-énergie (qui vont affecter les retours de matières organiques au sol et la fertilité des sols) seraient aussi à considérer, mais peu de

données, à la fois représentatives du contexte national et liant gestion forestières et stock de C dans les sols, sont disponibles.

Le mode d'action des pratiques envisageables et leur potentiel est discuté ci-dessous.

Les pratiques « stockantes » dans la gestion des terres cultivées.

Les Techniques culturales sans labour (TCSL)

Les TCSL permettent d'augmenter le stock de carbone par rapport au labour en freinant la minéralisation des matières organiques du sol (Labreuche et al. 2007). La hausse généralement observées des émissions de N_2O, associée aux TCSL, n'amputerait que partiellement ces bénéfices. Au final, le bilan global de GES serait amélioré par les TCSL avec des gains de l'ordre de 100 à 400 kg CO2/ha/an sur 20 ans. Toutefois, des interrogations subsistent, concernant la pérennité du stockage de carbone dans les sols, car le retour au labour de sols conduit de nombreuses années en TCSL peut rapidement annihiler ce stockage. Selon les enquêtes SCEES du ministère de l'agriculture, qui recensent les pratiques culturales en France, les techniques de labour réduit représentaient 34% de la surface agricole utile en 2005 et seraient en augmentation depuis 1994. La mise en œuvre des TCSL serait favorisée en premier lieu, par le manque de main d'œuvre disponible et l'augmentation des surfaces par exploitation, puis par des raisons agronomiques et environnementales. Les sols argileux et/ou caillouteux sont par exemple propices au développement des TCSL.

Aucune politique ne promeut actuellement leur mise en œuvre. Dans le cadre des objectifs de diminution de la consommation d'énergie, de préservation de la qualité des sols et de stockage de carbone les TCSL sont, dans certaines conditions techniques, à développer dans les systèmes de grande culture.

Les engrais verts en interculture

La pratique de l'engrais vert, durant les intercultures, permettrait un stockage d'environ 0,15tC/ha/an (Arrouays et al. 2002). Son introduction nécessite néanmoins une bonne gestion de l'alimentation en azote et en eau de la culture principale. Les CIPAN (culture intermédiaire piège à nitrate) et la couverture des sols pendant l'hiver s'intègrent déjà dans la logique « engrais vert ». La directive nitrates impose de couvrir les sols à 100 % d'ici l'automne 2012 en zone vulnérable. Environ 50 % de la Surface Agricole Utile (SAU) française fait l'objet d'un classement en zone vulnérable. D'autre part, les outils de la PAC (prime de diversification…) favorisant les rotations au détriment des monocultures pourraient favoriser le développement de prairies temporaires.

La gestion des résidus de culture

D'après Arrouays et al. (2002), les résidus de culture sont souvent déjà restitués au sol. Les possibilités de stockage additionnel sont très faibles. Pour 7 tonnes (t) de paille, le stockage C est évalué à 0,15tC/ha/an. Dans le futur, la valorisation énergétique des pailles présente un bon potentiel d'amélioration du bilan CO_2 de la production énergétique mais risque d'induire, une baisse des teneurs en matières organiques des sols. Cet impact sur le stock de carbone des sols est à prendre en compte dans le cas d'un développement des filières énergétiques avec valorisation de la plante entière.

La gestion des déchets organiques non agricoles

La gestion des déchets organiques, hors effluents d'élevage, est un potentiel si celui-ci est composté pour la fraction organique et que l'énergie ainsi que la chaleur sont récupérées pour le reste (Houot, dans Arrouays et al. 2002). Pour la filière déchet, cela représente un véritable potentiel de diminution d'émissions car actuellement 13.5% des déchets ménagers sont compostés alors que 50% sont potentiellement compostables. Ceux-ci peuvent être épandus sur peu de surface, environ 9% de la SAU totale (sol à faible MO, à risque érosif élevé et à proximité des centres de production). L'expertise INRA considère le potentiel de stockage national comme négligeable. Par contre le potentiel de stockage dans certaines régions, proches des pôles urbains, peut être important localement.

L'enherbement des cultures pérennes

L'enherbement permanent des inter-rangs dans les vignes et vergers permet un stockage additionnel de C presque équivalent à celui induit par la conversion d'une terre labourée en prairie permanente, soit environ 0,5 tC/ha/an (Arrouays et al. 2002) L'enherbement est déjà bien développé dans les régions où l'eau n'est pas trop limitante. L'enherbement des vignes implantées en climat plus sec est plus difficile. Selon Arrouays et al. (2002), l'enherbement des surfaces de vignes et vergers où la compétition pour l'eau ne serait pas un facteur limitant la production, soit 50% des 1,1 Mha, permettrait un stockage additionnel 0,20MtC/an sur 20 ans.

L'implantation de surfaces agro écologiques (haies, bandes enherbées, jachères)

100m de linéaire de haie par hectare stockeraient environ 0,1tC/ha/an sur 20 ans. Les bandes enherbées et les jachères en herbe sont comparables à des prairies. Aujourd'hui, la PAC impose 3% de la SAU en surface agro écologique. Les coûts d'implantation et d'entretien des haies seraient les premières limites à leur développement. Le projet actuel de réforme de la PAC prévoit une augmentation à 7% de la SAU au titre de l'éco conditionnalité du premier pilier. L'étude facteur 4 commandité par l'ADEME considère que les arbres des haies présentent le même stock de C qu'une forêt et qu'un kilomètre de haie représente 0,7 ha. Cette étude propose 5 à 6% de la SAU en haies en 2050.

L'agroforesterie

Les surfaces cultivées en agroforesterie peuvent permettre d'augmenter le stock de carbone. Néanmoins, cette pratique est à ce jour très peu répandue en France et peu de données existent sur son bilan GES. Selon Hamon et al. (2009), les pratiques d'agroforesterie auraient un potentiel de séquestration dans les sols et la biomasse, compris entre 1.5 et 4tC/ha/an, des surfaces importantes étant potentiellement convertibles en France. Sous l'hypothèse de la plantation de 1.9 million d'hectares d'agroforesterie d'ici 2050 (15% de la SAU), les auteurs estiment un stockage équivalent à 13.9 Mt eq CO2/an en 2050. L'étude facteur 4 considère que les arbres des systèmes agro-forestiers présentent le même stock de C qu'une forêt et que, ces arbres représentent 10% de la surface de la parcelle cultivée en agroforesterie. Dans les scénarios plus volontaires, l'agroforesterie concerne 10 à 20% de la SAU en 2050. Son développement pourrait être incité par le développement du bois matériaux et bois énergie ainsi que par son rôle potentiel dans l'adaptation des cultures au changement climatique (amélioration du bilan hydrique, limitation de l'échaudage, …) (MEDDE, 2012).

<u>Les pratiques « stockantes » dans la gestion des prairies.</u>

Certaines modalités de gestion des prairies permettent de stocker du carbone (Gac et al. 2010 ; Arrouays et al. 2002). L'augmentation de la durée des prairies temporaires, voire leur conversion en prairies permanentes, l'intensification des prairies peu productives par la fertilisation et la présence de légumineuses, favorisent le stockage (Soussana et al. 2004). Le pâturage, s'il n'est pas trop intensif, permettrait aussi un meilleur stockage du carbone que la fauche car il limite les « pertes » d'herbe et implique un apport direct de matière organique par les déjections animales. Soussana et al. (2004) estime un gain de stockage lié à la mise en place de ces pratiques s'échelonnant entre 0,2 et 0,5 tC/ha/an. D'autre part, certaines études ont montré que les prairies âgées (>30 ans) continueraient à stocker du carbone (Soussana et al. 2007). La réalité actuelle des pratiques des gestions des prairies en France est très peu connue, ce qui rend difficile l'estimation du potentiel réel. Les seules données disponibles sont celles issues de l'enquête pratiques culturales 2006 réalisée par le Ministère de l'Agriculture qui décrit les prairies enquêtées (recensées) selon le niveau de fertilisation, l'application de fumure organique, le rendement moyen. Par exemple, 36% des prairies seraient gérées sans apport, 50% des prairies présentent un apport compris entre 0 et 100 unités/ha, 14% des prairies ont un apport supérieur à 100 unités/ha.

ii. Hypothèses retenues concernant les gains énergétiques possibles

Sur l'évolution des pratiques liées à l'énergie, et notamment depuis la crise énergétique de 2007/2008, l'ensemble des filières a appris à (ou est convaincu de devoir) raisonner ses consommations et d'importants travaux de connaissances, R&D, sensibilisation et (in)formations ont permis aux filières les plus dépendantes d'évoluer ou de préparer leur transition énergétique (cas de la biomasse ou de la valorisation de la chaleur fatale dans les serres par ex.). De nombreux projets, portés par les groupes de développement agricole et les coopératives, montrent l'intérêt croissant des agriculteurs sur le sujet et permettent de recueillir des exemples de terrain susceptibles de convaincre les autres. L'évolution rapide, bien que non suffisante au regard des objectifs du grenelle, des surfaces en agriculture biologique atteste également que le monde agricole franchit de plus en plus le pas vers des systèmes plus complexes, parce que les débouchés existent.

Un travail de recoupement à partir des données utilisées pour les certificats d'économie d'énergie a été effectué.

Sur les serres, les développements technologiques peuvent apporter des gains significatifs sur le parc existant. En effet, l'équipement de référence actuel est une serre en parois verre avec simple écran thermique. Un gain de 30 à 40% est réalisable avec les techniques et technologies disponibles actuellement. Des gains supplémentaires sont possibles en couplant des techniques de sélection variétale, pour la conduite de cultures dans des conditions climatiques plus contrastées (p.ex. en sélectionnant des variétés de tomates qui acceptent des échelles de température plus grandes ou des pics de froid plus fréquents ou plus forts, ce qui peut permettre de réduire les besoins de chauffage importants sur les pics de froid). Les surfaces sous serres sont supposées stables.

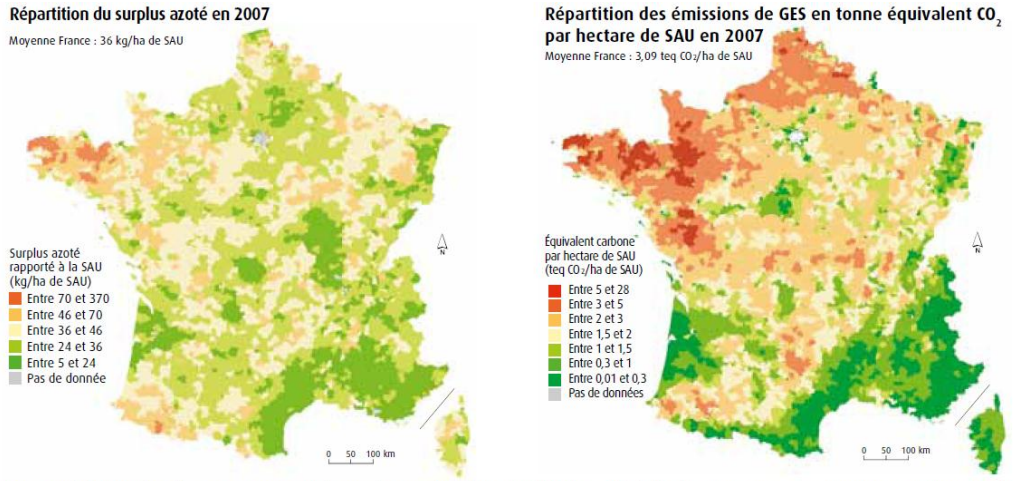
Concernant les bâtiments d'élevage, leurs besoins liés au chauffage peuvent être fortement réduits par l'amélioration de l'enveloppe et la mise en œuvre de systèmes de chauffage plus efficaces. Ainsi, la généralisation des échangeurs thermiques en bâtiments porcs et volailles peut conduire à une réduction significative (-25% *à minima*). La seule généralisation des bonnes pratiques sur le chauffage et la ventilation conduit, d'après les experts, à économiser de 5 à 10% des consommations. Sur les blocs de traite, consommant principalement de

l'électricité pour la production de froid, la généralisation des récupérateurs, des pré-refroidisseurs, du chauffe-eau solaire et des bonnes pratiques, présupposent au moins 15 à 20% d'économies d'énergie.

Concernant la consommation des engins mobiles et notamment du tracteur, les gains seront le fruit de plusieurs facteurs : économies grâce à la formation à la conduite économe et aux passages au banc moteur (-5 à -15%), évolution des technologies (motorisations, téléguidage, télégonflage des pneus), des pratiques (semis direct, labours moins profond) et des systèmes.

Enfin, la dépendance de l'agriculture à l'énergie est également liée à la consommation des intrants et en particulier des engrais azotés de synthèse. La consommation des engrais de la ferme France est estimée à 3 Mtep/an d'énergie indirecte. La gestion de la fertilisation azotée est un élément central de l'évolution des systèmes agricoles. C'est d'une part, un élément indispensable à la production de matière première et d'autre part, un intrant consommateur d'énergie, émetteur de GES et de nitrates. L'étude du ministère de l'écologie montre par ailleurs qu'environ ¼ de la fertilisation azotée globale est en surplus (soit 36 kg/ha) et que les émissions de GES équivalent 3 $t_{éqCO2}$/ha, avec de fortes disparités géographiques dépendantes des climats, productions et niveau d'intensification (figures suivantes).

Des marges de progrès existent et sont encore à développer dans la maîtrise des quantités apportées, la valorisation des apports organiques (effluents d'élevage, compost) et l'apport d'azote dans les systèmes par voie naturelle avec des légumineuses.



Note : Les bilans, surplus d'azote et GES sont calculés par hectare de surface agricole utilisée à l'échelle du canton. Les GES pris en compte sont le protoxyde d'azote (N_2O), le méthane (CH_4) et le dioxyde de carbone (CO_2) sur leurs principaux postes émetteurs.

Répartition au niveau cantonal des surplus d'azote et des émissions de GES liés à l'activité agricole (source CGDD, « Le point sur » n°113, mars 2012)

iii. Hypothèses retenues concernant l'évolution des élevages

L'intensification de la production animale a été encore très forte sur la seule dernière décennie, avec une réduction drastique du nombre d'exploitation pour un cheptel quasi-constant (cf. tableau suivant). La tendance est analogue sur les cultures avec une baisse un

peu plus faible du nombre d'exploitations par rapport à 2000 (environ -25% pour la SAU totale et les céréales).

	Exploitations		Cheptel correspondant (têtes)	
	2000 (nbre exploit.)	2010 (% / 2000)	2000 (nbre têtes)	2010 (% / 2000)
Total Bovins	296 604	-33%	20 388 920	-4%
Total Porcins	67 403	-64%	15 001 728	-7%
Poulets de chair et coqs	127 430	-67%	128 136 589	+12%

Evolution du cheptel et des exploitations correspondantes entre 2000 et 2010 (source Agreste, Recensement Agricole 2010)

La question de l'élevage dans les scénarios prospectifs est importante, puisqu'elle dimensionne beaucoup de paramètres (place et importance des prairies, productions pour l'alimentation des troupeaux, importations de protéines…) et à une forte influence *in fine* sur le bilan GES et l'utilisation des surfaces agricoles. Pour autant, l'objectif des scénarios élaborés, dans le cadre de cette étude, n'est clairement pas la réduction des cheptels mais une adaptation aux hypothèses concernant l'évolution de la consommation nationale (voir chapitre précédent). La taille du cheptel en France dépendra aussi de l'évolution du commerce extérieur (import/export) qui a été très peu étudié dans le cadre de ce scénario. L'évolution du commerce extérieur constitue un des points à affiner de cette réflexion prospective.

La gestion des effluents d'élevage est une question au centre des préoccupations pour la durabilité des exploitations et la gestion des territoires. Ils représentent en effet un important gisement de carbone (environ 25MtC/an), mais ils sont épandus sur les terres agricoles souvent déjà riches en matière organique. Pour améliorer le stockage, il s'agirait d'épandre préférentiellement sur les sols à faible teneur en matière organique, qui sont généralement éloignées des zones de production des effluents, tout en conservant suffisamment d'apport organique dans les régions d'élevage. Une telle option supposerait une stabilisation (ex : compostage) de cette matière organique et un coût CO_2 de transport supplémentaire.

iv. Hypothèses retenues pour le compostage

La valorisation des déchets organiques, au-delà de la mobilisation des déchets verts (déchets de jardin et d'espaces verts), doit encore être développée aussi bien par les ménages, que par les entreprises, dans un objectif de retour au sol, de maintien de la qualité des sols (la teneur en matière organique est un élément important de la structure et de la fertilité des sols), de valorisation énergétique et de maîtrise des impacts sanitaires et environnementaux.

Un objectif essentiel de ces deux traitements (et même le seul dans le cas du compostage) est le retour au sol de matière organique stable. Des étapes de tri en amont, afin de séparer

les constituants par grandes catégories (matières organiques, matériaux, inertes), sont donc nécessaires pour s'assurer de la bonne qualité du compost ou du digestat final.

Les déchets organiques présentent la particularité de voyager difficilement et de disposer, sous réserve d'adaptation à leurs besoins, d'utilisateurs potentiels des composts au niveau local.

Le compostage consiste en une fermentation aérobie (en présence d'air), c'est par exemple l'un des processus naturels qui transforment en humus les feuilles mortes en forêt. Le compostage dégage du CO_2, de la vapeur d'eau et de la chaleur. Selon les matières compostées et le niveau de maturité du compost produit, ce dernier représente entre 30 % et 60 % de la masse de matière organique initiale.

La filière « compostage » est une filière « historique » et mature pour les déchets organiques agricoles ainsi que des entreprises, pour les déchets verts (qui ont connu un essor particulier depuis les années 90 avec la couverture nationale du territoire par des déchèteries). La capacité globale de compostage est évaluée à près de 3,5 millions de tonnes et plus de 600 installations.

Le compost est utilisable comme amendement organique des sols dont il conserve ou améliore la qualité (il favorise l'activité biochimique et l'aération, maintient la biodiversité propre aux sols, limite l'érosion, joue un rôle de stockage d'éléments fertilisants et d'eau …). Il apporte en outre des éléments nutritifs aux plantes mais n'est pas, à proprement parler, un engrais.

v. Hypothèses retenues sur l'évolution de la Politique Agricole Commune

Le « verdissement » de la PAC, pour l'après-2014, va permettre de conditionner les aides à un certain nombre de bonnes pratiques environnementales. Les projets de l'exécutif européen se concentrent sur :

- la meilleure prise en compte de la biodiversité et la réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- le recours aux paiements directs, pour encourager les agriculteurs à opérer des rotations de cultures, afin de réduire l'utilisation d'engrais et de pesticides ;
- la préservation d'au moins 7 % des terres pour des surfaces d'intérêt écologique, telles que des zones tampons ou des prairies permanentes, ce qui contribuerait à stocker le carbone.

En résumé, l'objectif est un premier pilier « plus vert », avec une composante écologique obligatoire dans les paiements directs et un deuxième pilier qui se focalise davantage sur la bonne gestion des ressources naturelles. Davantage de complémentarité est attendue entre ces deux piliers.

Résultat courant avant impôts en valeur 2010 : moyenne par actif non salarié (ensemble des exploitations France métropolitaine, source MAAPRAT 2011)

2.3.2.c. Bilan du scénario de l'ADEME concernant les modes de production agricoles

La vision de l'ADEME, sur l'évolution des modes de production à 2030, reprend la poursuite d'efforts et d'objectifs ambitieux sur les plans et programmes d'actions issus du Grenelle de l'Environnement ou postérieurs (Ecophyto 2018, plan agriculture biologique, réduction du gaspillage alimentaire…).

Face à la multitude et à la complexité des interactions d'une exploitation avec son environnement, l'approche reste systémique et non technique et/ou monocritère. La réduction des impacts environnementaux, au sens large, sera possible notamment si une part significative des agriculteurs intègre une démarche de progrès ambitieuse vers des systèmes productifs, à bas niveaux d'intrants, considérés actuellement comme des systèmes encore mal connus et à forts risques économiques.

Les plans d'aide actuels, pour les mesures agro-environnementales, bénéficient de financements européens programmés par le FEADER, ainsi que de financements du Ministère de l'Agriculture, des collectivités territoriales et pour une part plus faible, des Agences de l'eau. Les conditions de réalisation du scénario « Vision 2030 » s'appuient d'une part, sur le maintien indispensable de ces dispositifs (ou de leurs objectifs) et d'autre part, sur des conditions de réalisation supplémentaires et complémentaires, notamment en ce qui concerne : le développement des agricultures alternatives avec des expérimentations, la mise au point de référentiels techniques éprouvés, la diffusion des bonnes pratiques (par la formation et l'information) et la mise au point de mécanismes économiques favorisant la transition. L'évolution de la PAC sera, sur ce point, déterminante pour fixer les grandes lignes des politiques agricoles européennes. La qualité et la disponibilité du conseil sera également un facteur déterminant pour que chaque agriculteur réussisse cette transition.

2.3.3. L'artificialisation des sols et changements d'usage

La France perd chaque année depuis 1950 près de 100 000 hectares de terres cultivables au profit essentiellement de l'urbanisation. À ce rythme, cela représentera l'équivalent de 2 % de la superficie du pays en 2020, et plus de 7 % en 2050, soit deux à sept départements moyens pour ces deux horizons. La planification urbaine doit prendre en compte un impératif de préservation des ressources foncières. Là se trouve toute la pertinence de travailler à un meilleur recyclage des friches urbaines comme au renouvellement urbain des quartiers.

2.3.3.a Contexte

D'après les inventaires du CITEPA (2010), les secteurs agricoles et forestiers représentent pour la France un puits compensant près de 20% des émissions annuelles de CO_2 en 2009 et qui a augmenté de 63% entre 1990 et 2009, principalement en raison de l'afforestation et de l'accroissement forestier. Les usages des sols et leur évolution ont un impact important sur les émissions nationales sachant qu'il y a en moyenne environ 30tC/ha entre un sol cultivé et des sols de prairie ou de forêt (Martin et al. 2011). Ils ne peuvent être séparées des enjeux économiques et politiques (ex : maitrise de l'urbanisation, politique agricole commune), notamment au regard du rôle des secteurs forestier et agricole dans la production alimentaire, de biomasse et d'énergie (ex : bois énergie, biocarburants).

Par exemple, les aides communautaires à la production de céréales, oléagineux et protéagineux de la Politique Agricole Commune (PAC) et la baisse des cheptels animaux ont été à l'origine d'un déclin des surfaces en prairies permanentes estimé à 2,4Mha entre 1975 et 1995. On observe actuellement toujours une diminution de la surface en prairie. Le développement de l'artificialisation est lui à relier principalement à la construction

d'habitations de maisons individuelles (~50%) et au développement du réseau routier (~20%). Les liens avec ces deux secteurs traités précédemment est donc important

2.3.3.b Vision de l'ADEME concernant l'artificialisation des sols

Le passage de terre cultivée à de la prairie ou à de la forêt se traduit par une accumulation de carbone dans les sols (~30tC/ha[7]) et la biomasse. Dans le contexte actuel, sans mesure politique forte, le scénario le plus probable est une poursuite de la réduction des surfaces en prairies permanentes au profit de la forêt et de terres cultivées et dont la part dépendrait des choix énergétiques et alimentaires. L'extensification des systèmes d'élevage d'herbivores pourrait être une piste intéressante pour conserver davantage de prairies.

Les sols artificialisés représentent 8,9% (soit 4,9 Mha) du territoire national métropolitain dont près de 60% est totalement imperméabilisé. L'artificialisation progresse en moyenne de 62 000 ha par an depuis 1981 soit plus d'1 million d'hectare (MEEDDM, 2010) ou l'équivalent de la région Picardie en 30 ans. Le CITEPA (2010) estime que l'artificialisation des sols a induit des émissions de 2,8 à 4,6 Mt CO_2 par an depuis 1990 (du même ordre de grandeur que celles du secteur métallurgique). Les émissions augmentent avec l'intensité de l'artificialisation. Ces estimations ne tiennent compte que de la biomasse vivante et négligent, en raison du manque de connaissance, le devenir du C des sols (sols excavés, jardins, pelouses, …). De plus, l'artificialisation touche plus fortement les sols les plus productifs (MEEDTL/SOeS, 2011) contrairement à l'afforestation. Actuellement, l'artificialisation tend à s'accélérer (259 000 ha entre 2006 et 2009, soit + 86 000 ha par an). Au niveau national, la loi de modernisation agricole demande à diminuer de moitié le rythme de consommation des terres agricoles d'ici 2020. Au niveau local, certaines régions et collectivités commencent à intégrer la lutte contre l'artificialisation dans leurs outils de planification.

i. Hypothèses retenues concernant l'artificialisation des sols

	Evolution 2010 - 2030
Artificialisation des sols	Rythme divisé par deux en 2030

L'hypothèse d'une réduction de l'artificialisation actuelle entre 2010 et 2030 est ainsi faite jusqu'à un rythme divisé par deux en 2030, induisant la répartition des terres suivante :

		Année	
		2010	**2030**
Forêts et Bois	**Surface (Mha)**	16	16,2
	Stock (MtC)	1245	1260
	Stock (tC/ha)	78	78
Surface Agricole Utile*	**Surface (Mha)**	29,3	28,8
	Stock (MtC)	1 806	1 810
	Stock (tC/ha)	62	63

[7] Valeur moyenne issues de la base de données « Réseau de Mesure de la Qualité des sols » du Gis Sol.

Sols artificialisés	**Surface (Mha)**	5,1	5,9
	Stock (MtC)	-	-
	Stock (tC/ha)	-	-
Autres terres* **	**Surface (Mha)**	4,6	4,3
	Stock (MtC)	-	-
	Stock (tC/ha)	-	-

2.3.3.c Bilan du scénario de l'ADEME sur l'évolution de l'artificialisation des sols

Il s'agit d'organiser un équilibre entre les fonctions pour la consommation d'espace : dans un contexte de besoin/volonté de densification (plus dans autant) et de "compacification" (autant dans moins), et donc au final de "plus dans moins", il est nécessaire d'organiser un partage de l'espace entre :

- la production d'énergie, notamment d'EnR, pour bâtiments et espaces publics

- l'insertion de la nature (dont agriculture) en ville (pour beaucoup de raisons que l'on sait)

- le développement des différentes formes de mobilités, dont celles en sites propres

- la mixité fonctionnelle et la densification des bâtiments (habitats, services, tertiaire, etc.)

- les espaces de rencontre et de récréation pour les Hommes servant la qualité de vie.

Il y a des synergies possibles (ex : agora végétales), mais aussi des concurrences de besoin d'espace (ex : toitures pour nature et/ou énergie) : prévoir plus d'espace pour certaines fonctions dans un contexte de contraction de l'espace, travailler sur une réorganisation et une articulation entre ces fonctions au moins au niveau de la planification comme de l'aménagement, et intégrer également des réponses ou solutions technologiques et techniques. Des outils de modélisation et des applicatifs de politiques publiques (évolution des SCoT et PLU par exemple, notamment en terme de participation des acteurs) seraient nécessaires.

2.3.4. Principales conditions de réalisation

Dans le cadre de l'exercice de prospective, l'ADEME propose donc la politique agricole volontariste basée sur les piliers suivants :

- Développement de systèmes intégrant des pratiques permettant la séquestration du C dans les sols (ex : enherbement des cultures pérennes, prairies temporaires dans les rotations, développement de la pratique de l'engrais vert, développement des TCSL qui permettent à minima des économies d'énergie fossile)

- Développement de l'agroforesterie et des surfaces agro-écologiques

- Limitation des pertes de surface toujours en herbe

- Mise en place d'un plan d'amélioration de la fertilisation azotée visant une réduction des excédents et une substitution des engrais de synthèse

- Poursuite de l'accompagnement de la méthanisation agricole

- Poursuite et extension du plan de performance énergétique aux énergies indirectes

De nombreux freins ralentissent le développement des systèmes de productions alternatifs car le passage de pratiques « conventionnelles », à de la production intégrée ou l'agroécologie, nécessite une véritable évolution voir, une rupture technique pour les producteurs. Or, les expériences sur ces pratiques dites « à bas niveaux d'intrants » sont encore mal connues et souvent considérées comme insuffisamment fiables par les agriculteurs.

D'après une expertise collective, réalisée par l'INRA et le CEMAGREF (Aubertot *et al.*, 2005), la profession considère les pratiques alternatives comme plus risquées, tandis que les résultats des études sur les effets des pratiques économes en pesticides sur les risques productifs sont controversés et variés. Par ailleurs, les coûts d'apprentissage et d'investissement initiaux (formation, achat de matériel spécifique, …) sont aujourd'hui rarement évalués alors qu'ils peuvent être élevés.

Le bilan réalisé en 2012 par l'INRA, à l'issue de dix années d'essais pour la lutte en Protection Intégrée, révèle que "*la Protection Intégrée permet de maîtriser de façon satisfaisante les infestations tout en réduisant de façon importante la dépendance aux herbicides et les impacts environnementaux associés*". Les chercheurs reconnaissent cependant la nécessité d'un soutien financier, pour compenser la baisse du revenu estimée et pour les producteurs, d'accepter une réorganisation complète de leur travail. Les systèmes en agriculture biologique, à bas niveaux d'intrants, étant plus intensifs en main d'œuvre que les systèmes de production conventionnels, des créations d'emploi peuvent cependant être envisagés.

Les résultats du programme « Grandes Cultures Economes » porté par le RAD-FNCIVAM donnent des enseignements précieux sur les freins et leviers pour accompagner les agriculteurs sur des cahiers des charges de type « bas niveaux d'intrants ». En conclusion, les porteurs rappellent qu'il s'agit d'un passage progressif d'une approche « culture » à une approche « système », d'une production « conventionnelle » à une production « intégrée », et d'une « réduction des pesticides » à une réduction « de tous les intrants ». La démarche démontre enfin, s'il faut le rappeler, qu' « *environnement et économie ne sont pas contradictoires* ».

Du fait des efforts techniques et investissements à fournir, l'inertie face au changement est donc prévisible, tant au niveau des exploitations agricoles qu'au niveau des structures d'accompagnement. Cependant, un changement de cette ampleur s'est produit lors de la modernisation de l'agriculture d'après-guerre, ce qui démontre que des changements sont envisageables, bien que les conditions et les motivations soient très différentes de celles ayant motivé les changements d'après-guerre et que les changements scénarisés, dans l'étude « Facteur 4 » ou celle-ci, supposent nécessairement une intervention publique.

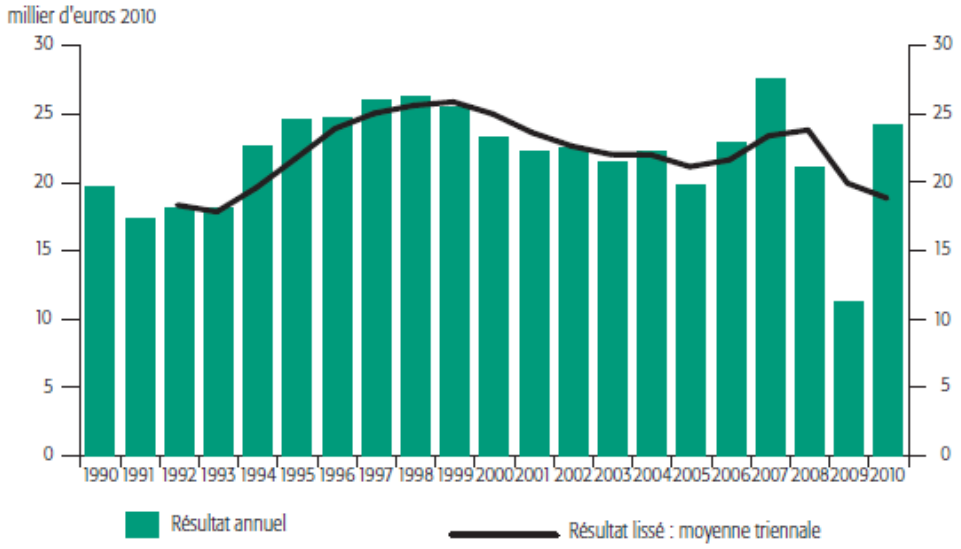
Les fournisseurs d'intrants devront prévoir une diminution significative de l'utilisation des intrants chimiques, ce qui signifierait une réduction du marché de l'agrofourniture par rapport

au tendanciel. Cependant, on peut s'attendre à une augmentation du recours aux intrants organiques et biologiques. L'aval de la filière (coopératives agricoles, secteur de la transformation alimentaire et grande distribution) devrait aussi s'adapter, notamment pour accompagner le développement de l'AB qui demande des conditions de conservation et de traçabilité des produits particulières.

Les structures de conseils devront aussi intégrer et accompagner ces changements en facilitant la créativité et la capitalisation des expériences. Le développement de ces modes alternatifs nécessiterait donc une réorientation des lignes directrices afin de produire l'accompagnement technique nécessaire à un changement de cette ampleur. Ceci demande un effort important aux structures d'accompagnement qui a notamment commencé à s'opérer par la mise en œuvre des plans « Ecophyto 2018 », « Agriculture Biologique : horizon 2012 » ou encore du « Plan de Performance Energétique », tous issus du Grenelle de l'Environnement.

Des difficultés supplémentaires liées à l'organisation des filières sont aussi à mettre en évidence, tels que les exigences de l'aval (consommation et/ou du secteur de la distribution) en termes d'aspect et de conservation des produits frais, qui incitent à l'utilisation de pesticides, ou l'importance d'un secteur du conseil en protection des cultures. Ce constat est renforcé par la distribution des semences, des pesticides et des engrais ainsi que la collecte des récoltes qui sont souvent assurées par les mêmes entreprises.

Les difficultés financières que rencontrent les exploitations (crise du « lait », filières légumières en 2010…) détermineront leurs capacités à investir dans l'avenir. La fragilité économique, que traverse le secteur depuis plusieurs années (voir graphique suivant), réduit en effet leurs capacités d'investissement à court terme, pour optimiser leurs outils de production et efface toute logique d'investissement, qu'il soit humain ou financier, à moyen et long terme.



Concernant, les sols, un certain nombre de conditions peuvent également être avancées :

- Mise en place d'une stratégie de protection des sols en France et d'une observation consolidée de la consommation des terres
- Soutien à la directive cadre Européenne sur les sols
- Sensibilisation du grand public et des élus, ainsi qu'à l'ensemble des parties prenantes aux enjeux des sols
- Développer le principe de compensation des terres artificialisés
- Préservation de la qualité des sols dans les projets d'aménagement, et, à chaque transaction, par le développement de diagnostics « qualité des sols » obligatoire
- Promouvoir dans le cadre de la PAC les pratiques agricoles protégeant les sols, protégeant leurs stocks de carbone et limitant leurs émissions de GES
- Développer la recherche, la surveillance et l'inventaire géographique des sols

La mise en œuvre de politiques de gestion et de suivi des sols constitue un enjeu majeur pour des raisons environnementales et économiques. Compte tenu des multiples usages et bénéfices attendus, la question des sols se situe à l'interface de différents secteurs d'activités et de différents enjeux dont la cohérence est à assurer.

2.3.5. Bilan global du scénario de l'ADEME pour le secteur de « l'Alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols »

Dans le secteur agricole, diverses mesures d'atténuation des émissions de GES et d'économie d'énergie existent. Néanmoins, leur potentiel d'atténuation, leur facilité de mise en œuvre et leur acceptabilité par la société et le monde agricole sont variables et encore assez mal connu. L'ADEME mène actuellement une étude avec l'INRA, le MAAF et le MEDDE sur l'atténuation des GES pour identifier une dizaine d'actions clés de réduction des émissions de GES dans le secteur agricole avec une analyse économique. Les actions clés identifiées présentent a priori un potentiel de développement important et permettraient de réduire de manière significative les émissions GES. Ces actions concernent des domaines variés : l'optimisation de la fertilisation azotée, la mise en œuvre de pratiques stockant du carbone dans le sol et/ou la biomasse, l'optimisation de l'alimentation animale, la gestion des effluents (notamment pour la production énergétique), ainsi que la réduction des consommations énergétiques. Aussi, les simulations réalisées pour le secteur agricole pour la vision 2030 2050 ne donnent que des ordres de grandeur d'économie d'énergie et d'atténuation des GES. Ces résultats seront donc prochainement affinés par de nouvelles simulations tenant compte des dernières études disponibles.

Le scénario considère que les déterminants majeurs de l'évolution des systèmes agricoles à l'horizon 2030 concernent toujours les orientations de la politique agricole, l'évolution des marchés et de la demande des consommateurs, la dépendance du secteur agricole à l'énergie fossile et, la réduction de la pollution de l'eau. Pour l'énergie, l'augmentation du prix des intrants risque de pénaliser les exploitations les moins économes et autonomes, de manière brutale si aucune compensation ou aucun accompagnement à la transition n'est

anticipé. Concernant les contraintes réglementaires sur l'eau, l'évolution des directives sur l'eau et les nitrates joueront un rôle prépondérant dans la résolution des excédents structurels en azote, et *a priori* sur les pratiques et les systèmes.

A l'horizon 2030, l'hypothèse retenue est une politique publique ambitieuse et incitative, notamment sur l'environnement en matière d'énergie, de lutte contre le changement climatique, de la préservation de la qualité de l'eau. Tous les objectifs du Grenelle n'ont pas été atteint, et notamment la part d'agriculture biologique dans l'assolement national qui progresse plus lentement que prévu.

Le scénario prolonge ainsi les objectifs d'évolution de l'agriculture dans une logique plus écologique avec un maintien de la productivité. Les productions intégrées, jugées moins difficiles à initier et mettre en place par les agriculteurs que l'agriculture biologique, car elle permet un bon équilibre entre productivité (maintien de hauts rendements) et environnement (baisse des intrants). L'agriculture biologique se développe mais son débouché reste limité à une catégorie de population et à la restauration collective. Les enjeux du changement climatique et de l'énergie montent en puissance amenant des économies d'énergies, le développement des techniques réduisant les émissions de GES, une production de biomasse et des efforts de stockage de carbones.

Les principales évolutions se caractérisent par :
- un développement important de modes de production intégrée (modification des itinéraires techniques par le choix variétal, les dates de semis, les objectifs de rendement, l'utilisation d'intrants…)
- une simplification du travail du sol (économies de carburant et stockage du carbone)
- un développement des légumineuses dans les rotations et en mélange dans les prairies (substitution aux engrais de synthèse)
- un développement des élevages sur herbe (économies d'énergie indirecte, stockage du carbone)
- le développement massif de la méthanisation agricole
- une amélioration des bilans azotés par un meilleur pilotage de la fertilisation azotée et la valorisation agronomique des effluents d'élevage
- et concernant les systèmes en lien avec la production de bio-énergies : l'émergence de l'agroforesterie et une augmentation des prélèvements de biomasse-énergie en forêt dans les haies et dans les résidus des cultures.

Une réduction de la consommation d'azote de 22% d'ici 2030 est ambitieuse mais réaliste. L'évolution des cheptels est également modifiée pour tenir compte d'une tendance à la baisse de consommation de produits animaux. Cette évolution du cheptel modifie l'assolement et les pratiques.

Compte tenu de la complexité des systèmes agricole, de la diversité des productions et des territoires et, des incertitudes concernant le changement climatique, il est souhaitable que les politiques proposées favorisent la créativité dans les exploitations agricoles, l'innovation de terrain et la valorisation des expériences. L'enjeu est d'éviter de promouvoir des « systèmes standardisés », mais de maintenir et favoriser la diversité dans les modes de production. Ainsi, en complément de la PAC, les mécanismes de type « appel à projets » utilisées dans le secteur de l'énergie (ex : fonds chaleurs ou CEE) pourraient être adaptées à l'agriculture au niveau des filières ou des groupements d'agriculteurs pour accompagner l'innovation et la transition.

Les hypothèses de valorisation énergétique de la biomasse (cultures, résidus, effluents, haies, forêts…) sont présentées dans le chapitre offre énergétique.

Concernant l'alimentation en 2030, le régime alimentaire des français évolue peu avec seulement une très légère baisse des surconsommations protéiques (passage de 70% de surconsommation à 60%). Par contre une politique très ambitieuse de réduction des déchets alimentaires tout au long de la chaîne (du producteur au consommateur inclus) e été retenue, avec une baisse de 50% des pertes évitables.

	Bilan des évolutions à 2030
Impact consommation alimentaire	- Pas de changement important de l'assiette alimentaire - Baisse surconsommation protéique - Réduction drastique des pertes évitables : -50%
Production végétale	- SAU nécessaire pour alimentation humaine directe stable, compte tenu d'une baisse du rendement moyen (20% de la SAU en bio) et de la hausse démographique, compensées par une baisse des pertes. - Réduction de la consommation des engrais de synthèse (- 22%)
Cheptels	- Evolution du cheptel bovin selon la tendance actuelle et principalement réduction des pertes (environ -11%) - Baisse de des imports de tourteaux (SAU dédiée à l'alimentation animale conservée malgré la baisse des cheptels) - Maintien des imports / exports de viande (sauf ovins = maintien du cheptel via une baisse des imports) - Pas d'évolution importante des pratiques pour les animaux (pas d'extensification importante) - Développement important de la méthanisation - Amélioration de la l'efficacité énergétique des bâtiments d'élevage
Sols	- Actuellement de 86 000 ha/an - Division par deux du rythme d'artificialisation des sols sur la période 2010-2030 - Développement des systèmes de culture permettant l'augmentation du stock de C dans les sols
Production d'énergie	- Voir chapitre Offre énergétique

Consommation énergétique totale de l'agriculture

Mtep	**2010**	**2030**
Consommation totale	**4**	**3**

	2010	**2030**
Réseau électrique	1,1	0,9
Réseau de gaz	0,1	1,0

Réseau de chaleur		0,0	0,0
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0
	Bois énergie	0,0	0,0
	Solaire thermique	0,0	0,0
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,0
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0
	Biocarburants	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,4	0,3
	Autres PP	2,3	0,8
	Déchets	0,0	0,0
	Charbon	0,1	0,0
		4,0	*3,0*

2.4. Evolution du secteur de la production industrielle

Synthèse des principaux déterminants

- Une politique industrielle ambitieuse avec une augmentation des productions physiques de l'industrie (Mt produites) et le développement d'une industrie du recyclage

- 20% d'efficacité énergétique ventilée sur l'ensemble de l'industrie pour gagner en compétitivité (mise en place d'outils réglementaires et organisationnels, large diffusion des bonnes pratiques de « chasse aux gaspis », investissement dans les équipements industriels énergétiquement performants, innovations technologiques, développement de l'utilisation industrielle de matériaux recyclés, développement des EnR sur les sites industriels).

- Le développement de l'écologie industrielle : valorisation de la chaleur fatale et des effluents, meilleure intégration des sites à leur environnement.

Après avoir augmenté, la consommation d'énergie de l'industrie s'est stabilisée au milieu des années 2000. Elle a fortement chuté en 2009 puis 2010 du fait de la crise économique. La question des délocalisations se pose pour un certain nombre de secteurs, notamment les plus énergivores ou émetteurs de CO2.

L'évolution proposée de l'activité industrielle est prise en cohérence avec les évolutions proposées dans les autres secteurs. Elle n'intègre pas de modification significative (diminution ou croissance) des activités industrielles qui serait liée à des considérations hors du périmètre énergie – environnement de l'Agence, car elle est très directement liée aux hypothèses de croissance économique prises pour la globalité de l'exercice.

Cependant, il faut noter que la détermination de la vision « production industrielle » (quel type de production pour quel volume de production) reste l'élément prépondérant dans l'évolution des consommations d'énergie de ce secteur.

2.4.1. Contexte général

L'industrie correspond à ¼ de la consommation d'énergie et ⅓ de la consommation d'électricité en France.

Dans la logique du maintien d'un secteur industriel toujours relativement présent dans l'économie aux horizons considérés, deux paramètres apparaissent comme incontournables pour les secteurs industriels de demain :

- le recyclage et, de manière plus large, les approches d'écoconception, qui permettent notamment à terme de considérer chaque objet de grande consommation comme une mine potentielle ;

- l'obsolescence programmée qui, si elle est à bannir en tant que telle, n'est pas à confondre avec un renouvellement de parcs technologiques qui seraient gérés dans une optique d'économie circulaire, ou d'écoconception.

En somme, une distinction claire est à faire entre des technologies au bilan environnemental médiocre (matières, énergie grise…), à « maintenir » en usage le plus longtemps possible, et des technologies où le poids du bilan environnemental lié à la fabrication de l'objet est faible (<10% par exemple), où le renouvellement s'il permet d'améliorer drastiquement la consommation énergétique est entendable.

2.4.1.a Cartographie

L'activité industrielle se divise en différents secteurs – eux-mêmes sub-divisés en sous-secteurs. La consommation d'énergie en industrie est très concentrée : 1% des sites consomment ⅔ de l'énergie représentés sur seulement 18 secteurs (sur les 258 de la nomenclature officielle NAF) et les 8 secteurs NAF de l'industrie lourde (sidérurgie, ciment, engrais, etc) concentrent 50% de la consommation d'énergie.

Plus on s'éloigne des secteurs industriels de 1ère transformation ou industrie lourde, plus il est délicat de déterminer – à l'échelle d'un secteur ou sous-secteur - une unité de production « physique » et une consommation énergétique spécifique associée, en raison de la prépondérance de production multi-produits. Pour autant, au-delà des consommations spécifiques par unité de production, l'élément déterminant de la consommation globale d'énergie de l'Industrie reste la nature et le volume de sa production.

Ceux-ci sont déterminés à l'échelle de chaque secteur par la consommation en produits finis que l'on peut catégoriser en besoins liés à « l'habitat » (logements, bureaux,…), à la mobilité des personnes et des marchandises, à l'alimentation, à la consommation des ménages (biens de consommation) et en conséquence à la fabrication de biens intermédiaires et biens d'équipements pour l'industrie qui sont nécessaires à la production de ces produits. Il apparaît ainsi un lien très fort entre les visions déterminées dans tous les autres secteurs (transport, bâtiment, agriculture) et le scénario industrie.

Le tableau ci-après résume pour les grands secteurs industriels, et les enjeux de production, qu'il s'agit de mettre en cohérence au regard des autres visions proposées.

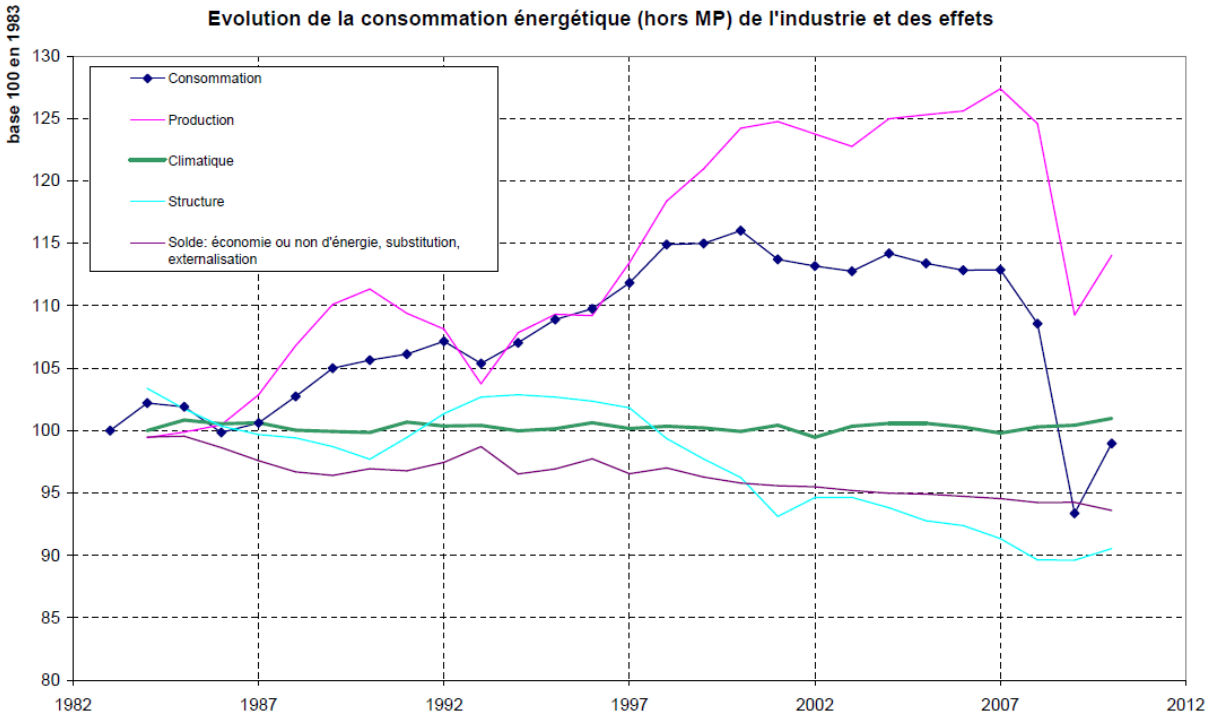
Secteur industriel	% conso. d'énergie industrie	Commentaires
Construction (bâtiment, TP)	Ne fait pas partie des stat. Industrie	Activité très influencée par les visions Bâtiment et Transport
Métaux Primaires (y c sidérurgie)	14%	Activité très influencée par les visions Bâtiment (50% de l'acier, 20% de l'aluminium) et Transport (20% de l'acier).
Chimie (minérale, organique et de transformation	34%	Activité productrice de très nombreux produits pour pratiquement tous les secteurs, à noter les évolutions possibles : - Chimie des engrais (vision agriculture) - Chimie des plastiques (emballages) (vision consommation durable) - Plasturgie (20% pour la construction automobile)
Minéraux non métalliques (verre, ciment, tuile et brique)	13%	Par exemple pour le verre, 35 % correspond à des matériaux de construction (vision Bâtiment), 65% restant relevant du verre emballage (vision consommation durable)
Industries Agro-alimentaires	15%	Pratiques alimentaires en cohérence avec l'évolution de la production agricole
Équipements (fonderie, construction méca, auto, élec…	11%	Lien avec la production automobile (vision Transport) et avec les équipements industriels à mettre éventuellement en cohérence avec une

		augmentation de certaines capacités industrielles, par exemple les éco-industries.
Autres (textile, papier-carton, bois…)	13%	Activités du papier-carton liées à la problématique de la ressource forestière (Vision Agriculture)
Production de l'énergie (raffinage, centrales thermiques)	Ne fait pas partie des stat. Industrie	

2.4.1.b. Evolution et déterminants

Historique des évolutions des consommations d'énergie

La figure ci-dessous représente l'évolution de la consommation d'énergie hors matière première entre 1984 et 2009. Rappelons que l'usage de matière première (charbon pour la sidérurgie, gaz naturel pour la chimie, etc.) représente (en 2009) 11% de la consommation finale d'énergie (ou aussi 16% des combustibles fossiles).

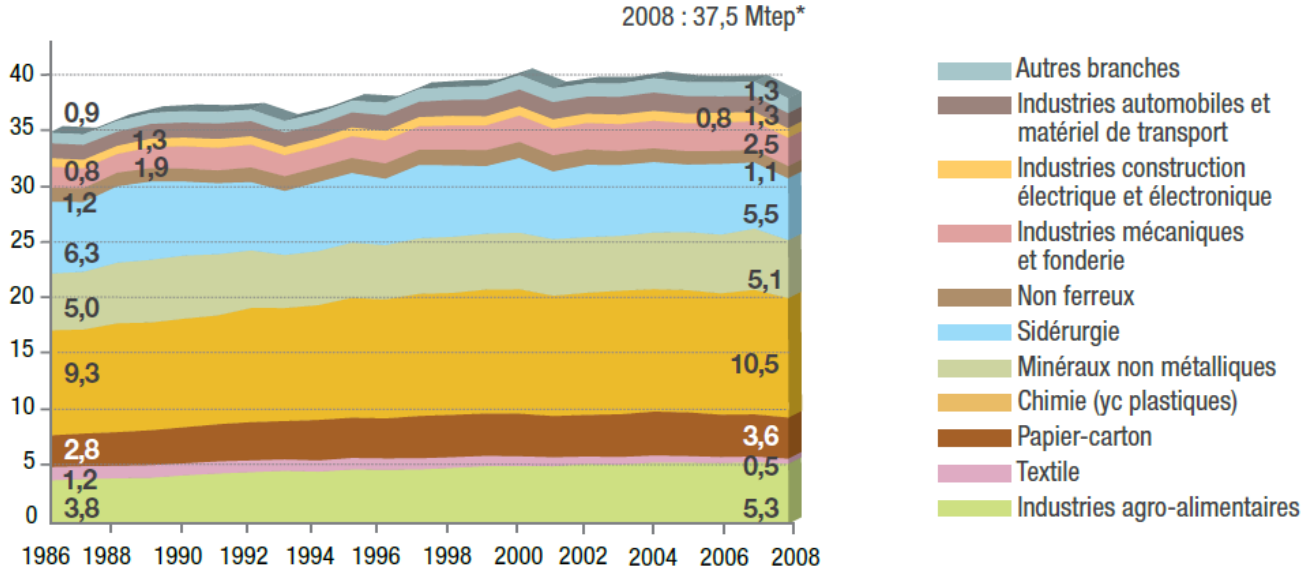


Source ADEME d'après données CEREN

Les enseignements tirés de ce graphe sont particulièrement intéressants : la consommation d'énergie a augmenté d'une dizaine de points en 20 ans pour se stabiliser milieu des années 2000. Elle chute fortement en 2009, puis 2010 du fait de la crise économique.

L'effet de structure est relativement important et les dynamiques énergétiques et économiques sont différentes au sein de l'industrie. Ainsi la figure ci dessous montre par exemple : +40% pour les IAA, +29% pour le papier-carton, -60% pour le textile, etc. Le signe

négatif de son évolution traduit le recul (ou la progression plus lente) de produits gros consommateurs d'énergie (par exemple dans les engrais ou en sidérurgie), notamment depuis le milieu des années 90.



Source Chiffres clés 2012 – ADEME

Déterminants des évolutions à venir

L'évolution de l'outil industriel en capacité ou en performance énergétique est essentiellement orientée par les demandes du marché, le prix des ressources énergie, matières premières et des externalités et par l'âge des installations.

Les demandes du marché ont été esquissées pour la part relevant des visions transport, bâtiment, agriculture intégrant des considérations liées à une vision plus transversale dite de consommation durable.

L'accès à l'énergie à un coût compétitif est un facteur important de localisation des industries les plus énergivores, mais le cas de l'Allemagne (prix de l'électricité deux fois plus élevé et part de l'industrie dans le PIB deux fois supérieur à la France en résumé) montre qu'il peut être surmonté. Toutefois, le coût actuel moindre du gaz naturel aux Etats pourrait induire des délocalisations de sites de fabrication de matières de base.

Certaines évolutions se font également en intégrant des éléments liés à la diminution d'autres impacts. On peut citer l'exemple de la transformation des installations de chlore pour supprimer les technologies à électrode à mercure – attendue pour fin 2019 - qui permettra la mise en place de solutions énergétiquement plus performantes, mais qui pourrait induire des restructurations de la capacité de production nationale pour conserver les capacités les plus compétitives.

Concernant l'âge des installations, en 1998 déjà, une enquête du ministère de l'Industrie situait l'âge moyen des machines-outils à 17 ans et en 2010, le rapport final des Etats Généraux de l'Industrie estimait le déficit en investissement industriel à 100 milliards d'euros. Aussi à horizon 2030, en plus d'intégrer l'évolution des activités industrielles, on

peut penser que nombreuses industries arriveront en phase de renouvellement de leurs équipements. A cette occasion, l'investissement doit être renforcé dans des équipements ou des procédés énergétiquement performants. Le scénario de production industrielle, dont l'évolution globale est – dans ce premier exercice - intimement liée à la croissance du PIB, impose d'amplifier la mise en œuvre de mesures de réductions des consommations unitaires d'énergie et des émissions de CO2.

La croissance de la production physique dans le scénario, principalement tirée par la croissance du PIB, est la suivante :

Production physique des IGCE, Mt		1990	2010	2030
	éthylène	2,25	2,34	2,9
	chlore	1,34	1,16	1
	ammoniac	1,59	0,81	1,2
	clinker	20,9	14,9	16,5
	papier-pâtes	7,05	8,83	13,4
	verre	4,94	4,63	6,35
	aluminium	0,55	0,51	0,94
	sucre	4,74	3,87	4,2
Production d'acier, Mt		19,02	15,41	21
dont four électrique, Mt		5,4	5,59	8

Ce tableau de production physique ne fait pas à proprement parler partie des « hypothèses retenues par l'ADEME », le champ de compétences de l'Agence n'étant pas sur le niveau de production physique mais sur l'efficacité énergétique pour produire une tonne de produits.

2.4.2. Vision de l'ADEME pour la production industrielle

La courbe de consommation énergétique suit la courbe de production industrielle : la production industrielle est donc un paramètre de premier ordre pour diminuer ou augmenter la consommation d'énergie en industrie.

Ainsi, un scénario qui promeut la délocalisation des activités industrielles pourra généralement se prévaloir d'une baisse importante de ses consommations énergétiques et émissions de CO2. Cette démarche n'a pas été adoptée dans notre vision, la vision proposée ayant maintenu le lien entre croissance du PIB et production physique de l'industrie, tout en appliquant aux consommations unitaires des gains ambitieux mais réalistes d'efficacité énergétique.

Aussi cinq typologies d'actions ont été déterminées dont les conditions d'applications par secteurs sont détaillées ci-après:

1. efficacité énergétique : installation de matériels énergétiquement plus performants et optimisation énergétique de la conduite des procédés industriels ;

2. recyclage de matières premières permettant la mise en œuvre de procédés moins énergivores que ceux utilisant les matières première vierges ;

3. valorisation énergétique ou matière des déchets : permettant via la méthanisation ou l'incinération d'auto-produire de l'énergie ou de substituer une parte combustible fossiles ;

4. intégration des EnR dans les procédés industriels ;

5. substitution de matériaux fossiles par des produits biosourcés : par le développement de la chimie du végétal permettant de réduire la consommation de matières premières fossiles non énergétiques ;

Une mesure complémentaire prise en compte dans le scénario proposé porte sur la contribution de sites industriels à la production globale d'énergie thermique (généralement pour des sites utilisateurs proches) ou électrique : il s'agit de la récupération externe d'énergie fatale produite par les sites industriels par d'autres entités utilisatrices. Elle inclut la valorisation thermique vers des réseaux de chaleur ou la valorisation électrique vers le réseau, mais également la valorisation entre sites industriels.

Le captage et stockage de CO2 sur des installations industrielles permettant de diminuer les émissions de CO2 a également été évalué.

2.4.2.a. Hypothèses retenues concernant les gains d'efficacité énergétique par secteur industriel

Les grands secteurs et sous-secteurs industriels pour lesquels les gisements ont identifiés permettant de couvrir 80 % des consommations énergétiques de l'industrie sont les suivants :

Secteurs industriels	Sous-secteurs	NCE	Label NCE abrégé
Construction		E39	Bâtiment et génie civil
Sidérurgie		E16	Sidérurgie
Industrie manufacturière	Métaux primaires	E18	Métallurgie et métaux n-fer
	Chimie	E23	Engrais
		E24	Autre chimie minérale
		E25	plastiques
		E26	Autres chimie org. de base
		E28	parachimie et pharma
		E36	produits caoutchouc
		E37	produits plastique
	Non métalliques	E19	Minéraux/minerais métall.
		E20	plâtres, chaux et ciment
		E21	Autres mat. Constr. Et céram.
		E22	Industrie du verre
	IAA	E12	Industrie du lait
		E13	Sucreries
		E14	Autres IAA
	Equipement	E29	Fonderie
		E30	construction mécanique
		E31	constr. Elec et electro
		E32	constr. Auto et autres transp. terrestre
		E33	construction navale, aéro et armement
	Autres	E34	Textile
		E35	papier carton
		E38	industries diverses

Huit Industries Grandes Consommatrice d'Energie (IGCE) ont également été isolées (aluminium, ammoniaque, chlore, éthylène, clinker, verre, sucre, papier-pâtes).

Le principe des gisements d'économie d'énergie théoriques et techniques

La méthodologie générale de détermination des gisements « théoriques et techniques » établie par le CEREN[8] repose sur la définition de solutions technologiques existantes d'efficacité énergétique (ou Meilleures Techniques Disponibles) et l'application de chaque solution à 100% du potentiel encore disponible. Cette analyse croise des solutions d'efficacité énergétique et des secteurs d'application.

Ces actions d'efficacité énergétique peuvent être définies selon 3 catégories :

1. Les actions organisationnelles, visant à intégrer dans la gestion de la production, l'optimisation des consommations d'énergie et en particulier la chasse au gaspillage « au quotidien ». Sont attendues la réalisation d'audits énergie, la mise en œuvre et le suivi de plan de comptage, la mise en place de Système de Management de l'Energie (ISO 50001),... Ces mesures permettent aussi de pérenniser les économies d'énergie et d'éviter toute dérive.

2. Les actions technologiques par l'investissement dans des solutions éprouvées pour lesquelles il existe de nombreuses offres technologiques d'équipements industriels permettant une réduction des consommations d'énergie (ex : moteurs performants, variation électronique de vitesse, récupérateur de chaleur, échangeur plus performant…) qui ne sont pas systématiquement adoptés par les industriels.

3. Les actions technologique par l'investissement dans des solutions innovantes qui au-delà des solutions éprouvées précitées, doivent être développées et adoptées, ces nouvelles solutions apportant un gain supplémentaire en matière de réduction des consommations d'énergie. On y retrouve également les projets de nouvelles installations industrielles.

Par exemple, pour les secteurs de l'industrie lourde, qui représentent 58% des consommations de l'Industrie, si l'on cumule ces 3 catégories de gisements provenant de l'optimisation des utilités (motorisation électrique, chauffage des locaux, éclairage, etc.) et ceux des procédés, on obtient un gisement théorique et technique compris entre 14 et 26%.

Accessibilité des gisements théoriques et techniques définis

En complément de l'analyse théorique et technique élaborée par le CEREN, le scénario de l'ADEME est complété par d'autres sources[9] et par la détermination d'un niveau d'accessibilité de ces gisements en fonction notamment de critères économiques.

---

[8] Etude gisements CEREN pour les utilités industrielles
Etude gisements CEREN pour les procédés et utilités de l'Industrie lourde
Etude gisements CEREN pour les procédés et utilités de l'Industrie de 2de transformation (en cours).

[9] Meilleures Technologies Disponibles et Technologies Emergentes dans les documents sectoriels BREF de la directive IED
Directives ERP (ex : EuP) sur les performances énergétiques des équipements industriels et travaux préparatoires pour y intégrer de nouveaux équipements
Réglementation particulière : par exemple, l'interdiction du procédé avec des cellules de mercure pour l'industrie du chlore en 2019.

En effet, ces solutions performantes ne sont pas encore généralisées, en grande partie parce ce que la facture énergétique n'est pas forcément si significative dans les comptes des industriels, bien que cela reste à moduler selon les secteurs. De plus, l'objectif premier des industriels est d'investir pour produire des biens et pas pour faire de l'efficacité énergétique.

Autre élément important : les investissements en efficacité énergétique se font en suivant le calendrier des renouvellements d'équipements ou de mise en œuvre de nouvelles lignes de fabrication. En phase de programmes d'investissement, les industriels sont beaucoup plus réceptifs à intégrer du matériel énergétiquement performant.

Pour ce qui est des solutions innovantes, il est toujours difficile d'adopter une nouvelle technologie, même si elle est énergiquement plus efficace, si son efficacité au regard des contraintes de production n'est pas avérée, démontrée.

Il faut également noter la perte de compétence interne en matière de gestion de l'énergie dans les industries depuis les années 80, lié à un prix de l'énergie bas entre autres, qui pénalise le positionnement central du sujet énergie dans les décisions des industriels.

Les gisements théoriques et techniques précédemment évoqués ont donc fait l'objet d'un filtre « économique », notamment basé sur l'analyse d'un temps de retour sur investissement (TRI) évalué sur le surcoût par rapport à la solution de référence plus énergivore.

On a ainsi distingué les gisements à TRI à surcoût faible (< 1,5 ans), moyen (< 3 ans) et élevé (> 3 ans). Par exemple pour les postes de consommation concernant la production d'utilités industrielles, on obtient que 21 % du gisement théorique et technique a un TRI faible et 47 % un TRI faible ou moyen. C'est à partir de tels éléments économiques que les gisements atteignables ont été définis.

Aussi, sous condition de la mise en place de mécanismes réglementaires, fiscaux, et financiers incitatifs, l'Agence a déterminé des potentiels atteignables d'ici 2030 selon les 3 catégories de gisements (organisationnel, éprouvé, innovant). Cette évaluation prospective tient donc compte de considérations économiques en termes de rentabilité des investissements et de critères différenciant selon le caractère énergivore des activités industrielles. Les pourcentages indiqués par la suite s'appliquent sur les consommations d'électricité et combustibles hors matières premières.

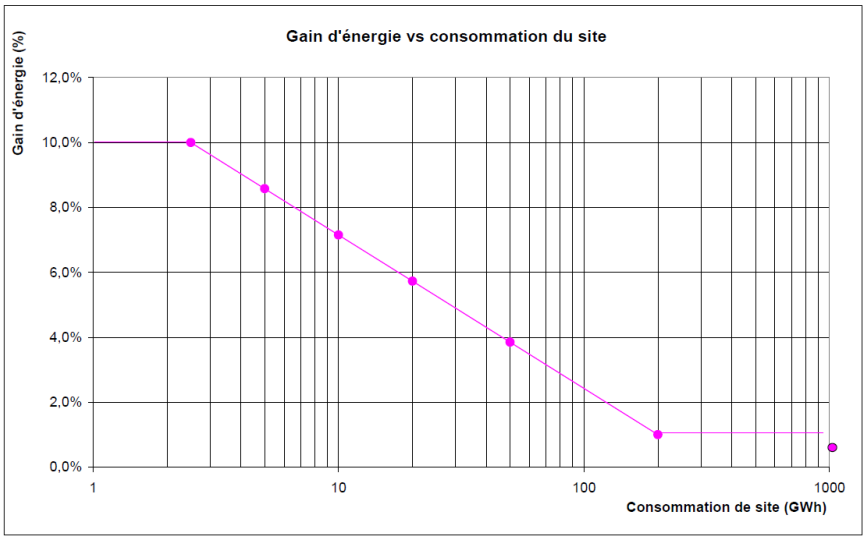
Les critères d'accessibilité suivants ont été appliqués aux gisements théoriques et techniques :

<u>Pour les actions organisationnelles</u> appliquées à l'ensemble des établissements industriels (environ 42 000 sur les 160 000 existants, et qui rassemblent plus de 97% de la consommation énergétique),

- 10 % de gain pour les établissements consommateurs de moins de 5 GWh par an. Des opérations pilotes sont en cours, et les premiers retours montrent des gains de l'ordre de 10% dans les PME.

- 0,5% pour les établissements de plus 1 TWh par an (avec une facture de 36 M€ d'énergie par an, car ces sites – soumis à la Directive Européenne ETS sur les quotas de CO_2 ont forcément déjà mis en place une organisation pour maîtriser l'énergie)

- entre les 2 situations, et pour tenir compte des différences d'échelle, le gisement est calculé selon une loi logarithmique (voir courbe ci-dessous)



On obtient un gain potentiel en solutions organisationnelles pour l'industrie de 2,4 % avec des écarts importants selon le secteur industriel : 0,6% pour la sidérurgie fortement concentrée et pour lequel l'enjeu énergétique est relativement plus important ou 6,0 % pour la plasturgie qui a plus de petits établissements. En terme de taille, les sites faiblement consommateurs représentent environ ¼ de l'effort et les grands consommateurs environ 1/20.

Cette simulation suppose une forte mobilisation de l'ensemble des sites. Par exemple, on peut envisager des règles de qualité et de réalisation (SME ISO 50001, plan de comptage, audits) obligatoires à 100% pour les gros consommateurs (> 1 TWh/an - ~ 50 sites), à 50% pour les consommateurs moyens (5 à 50 GWh/an – ~ 5 600 sites) et des actions de diffusion de masse des bonnes pratiques sectorielles auprès des petits consommateurs

Pour les actions technologiques par l'investissement dans des solutions éprouvées : le gisement accessible correspond au cumul de :

- 100% des gisements théoriques et techniques (utilités et procédés) à TRI faible ou moyen, soit 9,6 % des consommations d'énergie totale.

- 100 % des gisements à TRI élevé mais correspondant à des actions imposées sur les nouveaux investissements par la réglementation actuelle d'ici 2030, (ex : moteurs performants IE2 puis IE3 avec le règlement 640/2009) ou par anticipation des nouvelles règlementations d'ici 2030 – calculé en tenant compte d'un renouvellement du parc de 5 % par an, soit 2,2 % des consommations d'énergie totale

- 20 % des gisements à TRI élevé mais qui deviendraient plus rentables avec des conditions économiques ou règlementaires plus incitatives (augmentation du coût de l'énergie, diminution des coûts d'investissement y compris via les CEE), soit 1,0% des consommations d'énergie totale

On obtient un gain potentiel en solutions éprouvées pour l'industrie de d'environ 13 %.

A titre de comparaison, le gisement d'économies d'énergie déterminé par l'ADEME dans le cadre de l'exercice « Objectifs 3ème période CEE – industrie – 2014 - 2017» correspondrait à 0,8 % de la consommation d'énergie (hors matière première) de l'industrie sur 4 ans. Si on applique le même objectif jusqu'à 2030, on obtiendrait de l'ordre de 3 à 4 % de la consommation d'énergie (hors matière première) de l'industrie. Le périmètre de l'exercice prospectif est plus large que les fiches CEE et dépend d'autres actions incitatives. Les 3 à 4 % d'extrapolation des gisements CEE sont donc à comparer à environ une dizaine de pourcents de mesures d'efficacité énergétique décrites précédemment.

Pour les actions technologiques par l'investissement dans des solutions innovantes, le chiffrage du gisement est basé sur les mesures dites « de rupture » décrites dans les études CEREN. Ces études n'ayant pas d'objectif prospectif, elles n'avaient pas pour ambition d'identifier des solutions innovantes à un horizon 2030. Par contre, elles ont l'avantage d'avoir chiffré un objectif de réduction des consommations d'énergie, élément plus difficile à acquérir dans le cadre de solutions encore au stade laboratoire.

Aussi, sur la base de cette estimation et en considérant que d'autres innovations technologiques émergeront d'ici 2030, le gisement en solutions innovantes à 2030 correspond à 50 % du chiffrage du potentiel « de rupture » des études CEREN.

On obtient un gain potentiel en solutions innovantes pour l'industrie de l'ordre de 5 % avec également des répartitions sectorielles non homogènes.

Au final, le cumul des 3 catégories de actions d'efficacité énergétique aboutit à une diminution de l'intensité énergétique de l'industrie qui se répartit pour ¼ en solutions innovantes et pour ¾ en solutions éprouvées et organisationnelles.

Pour connaître l'impact de ces gains sur la vision 2030, il faut appliquer la déclinaison sectorielle des différents gisements – secteur par secteur – à chaque consommation d'énergie spécifique actuelle multipliée par la production industrielle définie pour 2030. Rapportée à la production industrielle de 2010, ces actions permettraient des gains d'efficacité énergétique de l'ordre de 20%.

Le niveau de production absolue étant en croissance, selon les hypothèses exogènes rappelées en introduction, le gain énergétique absolu n'apparaît plus que de 10%.

Le détail par secteur industriel est indiqué ci-dessous :

Secteur Industriel	Gains d'efficacité énergétique en 2030 par rapport à 2010 par tonne produite	Répartition par type d'EE
Sidérurgie	-7.5%	Organisationnelle : 0,6% Eprouvée : 3,7% Innovation : 3,2%
Métaux primaires	-12.7%	Organisationnelle : 1.4% Eprouvée : 11.5% Innovation : 0%
Chimie	-18,0%	Organisationnelle : 1,7% Eprouvée : 10.5% Innovation : 6.1%
Minéraux non métalliques	-19,4%	Organisationnelle : 2.2% Eprouvée : 9.4% Innovation : 3.0%
Industrie agro-alimentaire	-29.4%	Organisationnelle : 3.8% Eprouvée : 20.8% Innovation : 5.8%
Equipement	-27.7%	Organisationnelle : 4.8% Eprouvée : 20.0% Innovation : 4.1%
Autres	-25.2%	Organisationnelle : 4.5% Eprouvée : 17.2% Innovation : 5.5%
Total	**-19.6%**	Les gains indiqués sont des gains unitaires. Une fois multipliés par le facteur d'activité, ils donnent la consommation énergétique de chaque branche. Les pourcentages de droite ne sont pas additifs.

2.4.2.b. Hypothèses retenues sur le recyclage

Le recyclage est un mode de mise en circulation des ressources qui permet de diminuer l'intensité en ressources au même titre que le réemploi, la réparation, ou la « re-fabrication » à partir de pièces détachées issues de produits usagés et par conséquent qui permet de maximiser le rendement des ressources mobilisées au travers des produits. L'intensité ressources est une mesure de l'usage efficace de ses ressources par une économie. Elle est calculée comme le rapport de la consommation de ressources et de la production, mesurée par le PIB.

L'économie des matières premières vierges est un enjeu majeur partagé au niveau mondial. Les matières premières de recyclage contribuent positivement à l'économie de matières premières vierges. Notre économie est aujourd'hui fortement dépendante d'approvisionnements en matières premières dont l'augmentation de la volatilité des cours témoigne de l'épuisement des ressources et de tensions géopolitiques.

Dans ce scénario, on entend par gisements d'économies d'énergie mobilisables par le recyclage, les économies d'énergie générées par l'utilisation de matières premières de recyclage en place de matières premières vierges.

Plusieurs leviers contribuent à l'économie et à la sécurité d'approvisionnement de matières premières vierges. Aussi au même titre que la mobilisation des gisements ; la maîtrise de la qualité et de la circulation des matières ; la durabilité des produits, le remanufacturing, la réutilisation ; l'amélioration de la qualité de la chaîne de recyclage et des performances de tri et l'existence d'un marché des matières premières de recyclage à un prix acceptable, l'optimisation des procédés industriels pour utiliser des matières premières de recyclage est un levier très important.

En France en 2008, la part des matières premières de recyclage (28 Mt collectées) dans la production de produits est contrastée selon les matières avec 41 % pour l'acier, 46% pour les métaux non ferreux, 60 % pour les papiers-cartons, 5 % pour les plastiques et 49 % pour le verre [Bilan du recyclage 2001-2010 - ADEME]. Toutes matières confondues (hors organiques et inertes du BTP), le recyclage a ainsi permis d'éviter l'émission de 19 Mt eq CO_2, soit environ 3,6 % des émissions brutes (hors puits de carbone) de gaz à effet de serre.

Concernant les granulats (matières minérales destinées au secteur de la construction), sur 438 Mt commercialisés en 2008, 15 Mt étaient issus du recyclage de bétons de démolition et 8 Mt de sources industrielles (laitiers sidérurgiques, mâchefers d'incinération, schistes houillers). Par ailleurs, près de 115 Mt de déchets provenant d'excédents de chantiers étaient utilisés à des fins de construction d'ouvrage, limitant ainsi les prélèvements en matériaux de carrière (source : UNPG). C'est sans compter les 6,5 Mt d'agrégats d'enrobés récupérés annuellement et recyclés à 80% dans la fabrication de nouveaux produits bitumineux (à hauteur de 25% Source USIRF) ou valorisés pour d'autres usages routiers (à hauteur de 55%, Source FNTP-ADEME).

Ces données nationales sont à mettre en perspective avec les gains maximaux estimés au niveau mondial à 500 Mt CO_2 évités par le recyclage des métaux (dont 427 évités par métaux ferreux et 57 par l'aluminium) et des papiers cartons (5 Mt CO_2 évités).

	Production (kt)	Collecte (estimation)	Quantité de MPR utilisée en France en vue du recyclage	Variation de la quantité de MPR utilisée par rapport à 2009	Taux d'utilisation de MPR par rapport à la production (ou taux d'incorporation)	% des importations par rapport à la quantité de MPR utilisée	% des exportations par rapport à la quantité de MPR récupérée
	kt			%			
Métaux ferreux (a)	15 418	12 467	6 312	+10,6%	40,9%	33,6%	50,7%
Métaux non ferreux (b)	1 221	1 318	746	+21,7%	61,1%	55,0%	74,5%
- aluminium	*856*	*637*	*499*	*+22,3%*	*58,3%*	*56,3%*	*65,8%*
- cuivre	*111*	*332*	*111*	*+24,7%*	*100/%*	*65,1%*	*88,3%*
- plomb	*91*	*248*	*91*	*+28,2%*	*100%*	*53,3%*	*82,8%*
- zinc	*163*	*101*	*45*	*0%*	*27,6%*	*18,7%*	*63,8%*
Papier carton	8 830	7 021	5 276	+5,6%	59,8%	16,6%	37,4%
- Papiers industriels et spéciaux	*426*	*nd*	*81*	*-3,6%*	*19,0%*	*nd*	*nd*
- Papiers d'hygiène	*728*	*nd*	*291*	*0,0%*	*40,0%*	*nd*	*nd*
- PPO (Papiers pour ondulé)	*3 120*	*nd*	*2 987*	*+4,8%*	*95,7%*	*nd*	*nd*
- Emballages souples	*220*	*nd*	*39*	*-4,9%*	*17,7%*	*nd*	*nd*
- Cartons plats	*704*	*nd*	*619*	*+5,1%*	*88,0%*	*nd*	*nd*
- IE (Impression Ecriture)	*2 146*	*nd*	*241*	*+23,0%*	*11,2%*	*nd*	*nd*
- Papiers de Presse	*1 486*	*nd*	*1 018*	*+7,5%*	*68,5%*	*nd*	*nd*
Verre	4 739	2 292	2 346	+3,3%	49,5%	6,7%	4,5%
- Verre d'emballage	*3 265*	*1 916*	*2 059*	*+0,8%*	*63,1%*	*7,6%*	*5,4%*
Plastiques (données 2008)	5 063	796	251	nd	5,0%	32,6%	*49,3%*
TOTAL	**35 271**	**23 895**	**14 931**	**+7,9%**	**42,3%**	**24,5%**	**43,6%**
Bois (c)	11 750	4 100	450 / 1 000	nd	3,7% / 8,3%	nd	nd
Granulats recyclés issus du BTP (d)	365 000	nd	17 000	-3%	4,7%	nd	nd

Freins au développement du recyclage

Deux verrous technologiques liés aux étapes de préparation de la matière et de recyclage concernent directement le secteur industriel et en particulier l'industrie du recyclage.

Le premier verrou réside dans la capacité des équipements, procédés et techniques :

- à détecter et séparer les matières avec une cadence élevée ;
- à être flexible et s'adapter au rythme de l'apparition de nouveaux produits et nouvelles matières ;
- à fabriquer des matières premières de recyclage de qualité et selon un optimum technico-économique.

Ces procédés et techniques sont déterminants pour orienter les flux vers les filières les plus pertinentes, garantir dans le temps la régularité, la qualité des gisements de matières premières de recyclage, préserver la valeur de la matière première et atteindre des prescriptions techniques de plus en plus sévères.

Le deuxième verrou réside dans la capacité des équipements, procédés et techniques de production à substituer des matières vierges par des matières recyclées. Certains procédés et équipements industriels sont en effet conçus pour fonctionner exclusivement avec de la matière première vierge et ne permettent pas encore d'utiliser des matières premières de recyclage.

D'autres contraintes organisationnelles constituent autant de difficultés supplémentaires, par exemple ceux liés à la caractérisation des gisements de déchets et des matières, à la logistique et à la traçabilité mais également des verrous économiques, politiques, réglementaires, sociologiques et liés à l'organisation des acteurs.

A court terme, un verrou au développement du recyclage est la disponibilité des capacités des installations de stockage de déchets conjuguée à l'absence de demande significative de matière première de recyclage. A long terme, la pression exercée par la faible disponibilité des matières premières vierges devrait favoriser le développement des matières premières de recyclage.

Evaluation des taux de recyclage à horizon 2030

Sur la base de l'analyse de ces différents verrous, et en gardant à l'esprit que les évolutions des taux de recyclage sont très directement liées à l'évolution de la consommation de matière recyclée dans les produits tant en domestique qu'en exportation, à la capacité de positionnement de notre industrie pour intégrer des processus de recyclage dans un contexte compétitif international fluctuant et à la forte amélioration de la capacité technologique du recyclage, les hypothèses suivantes sont proposées :

Pour l'acier, la substitution d'acier oxygène par de l'acier électrique n'est pas retenue notamment pour des raisons techniques (nuance, propriété, etc.) (à noter d'ailleurs que la proportion entre les 2 filières est stable depuis une dizaine d'année). Le scénario tient néanmoins compte de l'introduction d'une plus grande part de ferraille dans les convertisseurs en substitution de fonte, dans la limite d'un seuil technique (160 kg pour

1 tonne de fonte pour produire 1,14 tonne d'acier). Les économies d'énergie ont ensuite été calculées à partir des consommations spécifiques fournies par les études CEREN en industrie selon les filières.

Pour l'aluminium, le bilan du recyclage de l'ADEME montre que les quantités produites sont supérieures aux quantités collectées. Ce qui veut dire qu'il est nécessaire de maintenir une activité de 1ère fusion pour répondre à la demande. Nous avons considéré le taux « fabrication 2nd fusion » / quantité collectée. Ce taux est actuellement de l'ordre 75% et dépend des imports / exports de matières recyclées (1,5 fois plus d'aluminium collecté exportée qu'importée). En limitant les exportations, l'aluminium de 2nd fusion pourrait se substituer à celle de 1ère fusion, et ainsi engendrer des économies d'énergie.

Pour les autres métaux non-ferreux (exemple du zinc), il est difficile d'estimer le gisement de matière encore récupérable (d'autant que cela dépend des durées de vies des équipements finaux). Mais la tendance actuelle de hausse des coûts de matière première tend à démontrer que peu de métaux non-ferreux en fin de vie ne soient pas collectés.

Pour le verre creux, à la vue de l'état de l'art technique actuel, le scénario prend uniquement en compte la récupération de calcin pour le secteur du verre creux (environ 2/3 de la consommation d'énergie du secteur verrier)

Pour le papier, le gisement n'a pas d'impact direct sur les consommations d'énergie, par contre son impact sur la ressource est important.

Taux de réincorporation	**2010**	**2030**	**Commentaires**
Acier filière oxygène	*114 kg/tonne de fonte*	*~150 kg/tonne de fonte*	*Seuil maximum : 160 kg/tonne de fonte*
Acier filière électrique	*100%*	*100%*	*Uniquement constituée de ferraille*
Aluminium	*78,3*	*90,0 %*	*Limitation des exportations*
Zinc	*44,5%*	*60,0%*	
Verre creux	*63,1%*	*70%*	*Limitation par le taux de collecte*

2.4.2.c Hypothèses retenues pour la valorisation énergétique et l'intégration des ENR

Dans l'industrie et l'agriculture, le potentiel global accessible à la chaleur renouvelable biomasse, géothermie et solaire est égal à 14,8 Mtep dont 14,3 pour l'industrie. L'accessibilité de cette chaleur renouvelable se situe au niveau des procédés industriels et/ou au niveau du chauffage des bâtiments.

Les secteurs avec un usage industriel de la chaleur accessibles à la chaleur renouvelable sont les suivants : Bois / Papier / Carton, Sucreries, Laiteries, Plâtre / Chaux / Ciment, Alimentation animale, Travail du grain / Amidon, Distilleries / Brasseries, Biocarburants, Chimie organique, Traitement de surface.

Ils représentent un potentiel global de plus de 12,6 Mtep de consommation accessible à la chaleur biomasse et géothermie profonde (pour les régions Alsace, Aquitaine et Ile de France). Parmi ces secteurs, les cibles prioritaires et plus à même de passer à la chaleur renouvelable sont les sites soumis au système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SCEQE) avec plus de 3,3 Mtep accessibles.

Quatre secteurs sont d'autre part prépondérants en termes de marché potentiel :

- la chimie minérale et organique qui constitue 26% du marché potentiel,
- l'industrie du papier, carton avec 19% du marché potentiel
- les industries agro-alimentaires avec17% du marché potentiel
- le secteur plâtre/chaux/ciment avec 8% du marché potentiel

La chaleur renouvelable biomasse, géothermie et solaire est également accessible dans l'industrie via le chauffage des bâtiments. Outre les secteurs industriels avec un usage industriel de la chaleur cités précédemment, les secteurs suivants sont accessibles: habillement, cuir, édition, imprimerie et reproduction, pharmacie, parfumerie et entretien, équipements du foyer, automobile, construction navale, aéronautique et ferroviaire, équipements mécaniques, équipements électriques et électroniques, autres industries des produits minéraux, textile, autre chimie, caoutchouc, plastiques, métallurgie, Composants électriques et électroniques, autres IAA

Ces secteurs représentent un potentiel global de plus de 1.6 Mtep dont 60% sont affectés en priorité à la biomasse, 30% pour la géothermie et 10% pour le solaire. Les secteurs prioritaires sont les secteurs soumis au SCEQE avec un potentiel de plus de 35 000 tep pour le chauffage des bâtiments.

On distingue 5 types de verrous à la réalisation de projet biomasse énergie:

Technologiques :

Aujourd'hui une seule technologie est réellement mature pour la valorisation de combustible solide : chambre de combustion + chaudière (à grille / spreader stocker / lit fluidisé). Les principales évolutions portent sur le rendement global de ces systèmes et leur réactivité.

Cette technologie ne peut pas être utilisée dans le cas de process industriels où le produit est en contact avec le combustible (ex : verrerie – impact des résidus de combustion sur le produit) ou de process demandant des températures très élevées (>1000°C). De plus, cette technologie demande l'utilisation d'un des fluides caloporteurs suivants entre la source chaude et le process : air, eau, huile thermique, vapeur.

D'autres technologies (plus ou moins matures), telles que la gazéification de la biomasse ou l'utilisation de biogaz, permettraient de répondre aux contraires de ces procédés industriels particuliers.

On distingue l'usage vapeur process (issue de chaudières) et chaleur process (issue de fours et séchoirs). Pour le 2ème, des verrous technologiques existent : ex : vapo craquage ; exigences sur la qualité du produit (ex : pollution de céramiques par des particules de fumées) (étude Blézat, p 41)

Ressources : La multiplication des projets biomasse énergie demande une structuration / professionnalisation de la filière d'approvisionnement, en particulier pour accéder massivement à la ressources sylvicole. Ce potentiel n'est pas extensible et doit donc être exploité intelligemment.

Réglementation / cogénération : le développement de la cogénération biomasse est étroitement lié aux tarifs d'achat d'électricité produite, aujourd'hui fixés entre 5 et 12MW et l'appel d'offre de la CRE (>12MW). L'absence de tarif d'achat en dessous de 5 MW électriques, alors que les technologies existent (ORC, petite turbine) est un frein au développement de la cogénération à haute valeur ajoutée en France. En effet, pour qu'un projet soit viable sur le plan énergétique, il doit être dimensionné sur les besoins de chaleur de l'industriel, et non sur la production électrique attendue. Or, les industriels proposant plus de 10 MWth de débouchés thermiques sont en nombre limité.

Economiques et financiers : La mise en place d'un projet biomasse énergie est étroitement lié à sa rentabilité économique à court et moyen terme en particulier dans le secteur de l'industrie, et donc au coût de la solution énergétique de référence (GN, FOL…).

Par ailleurs le développement de tels projets, impliquant des montant d'investissement conséquents, demande un soutien et une prise de risque des organismes financeurs (banque, crédit bailleur…).

Par ailleurs, l'évolution du marché du CO2 et la mise en place du SCEQE III auront un impact certain sur le développement des projets.

Ainsi, le prix des énergies fossiles (le GN étant le principal concurrent de la biomasse) et le marché du CO2 auront un impact significatif sur l'essor ou le ralentissement de la filière biomasse énergie.

Environnemental : L'utilisation de combustible solide tel que la biomasse implique la formation de polluants (NOx, POPs, SOx dans le cas de sous produits agricoles et industriels) et de résidus de combustion (cendres, poussières de différente granulométrie). Ces contraintes sont de mieux en mieux maîtrisées avec l'optimisation des équipements de combustion et des rendements et la mise en place de systèmes de traitement des fumées (filtres / déNOx).

Cependant, et compte tenu du contexte qualité de l'air français (dépassement des seuils européens), les exigences sont de plus en plus fortes, ce qui peut avoir deux effets limitants pour les installations existantes :

- impossibilité de se mettre en conformité pour des raisons purement technologiques (rétrofit impossible)

- rétrofit possible, mais renchérissement du coût (investissement supplémentaire, ou exploitation plus onéreuse) qui déséquilibrerait la position de ces installations vs les énergies fossiles.

Quant aux nouvelles installations, elles subiront elles aussi un surcoût, mais leur vulnérabilité est moindre.

En complément de l'optimisation énergétique des procédés industriels – y compris par l'intégration de processus de recyclage matière – trois points restent à traiter :

- l'intégration des énergies renouvelables (par exemple le solaire thermique pour l'industrie agroalimentaires, qui a d'importants besoins à basse température, mais aussi géothermie, la valorisation énergétique de la biomasse et de déchets industriels…). Ces chiffres de production sont indiqués dans la partie offre énergétique, l'autoconsommation n'étant pas considérée directement.

- La production d'énergie renouvelable vers d'autres secteurs, notamment à partir de chaleur fatale – également développée dans la partie offre énergétique. La valorisation énergétique et plus particulièrement la valorisation énergétique des CSR (combustibles solides de récupération) dans le secteur des ciments et chaux qui consomme 92% des combustibles spéciaux de l'industrie. Seul ce secteur est donc considéré pour 2030.

L'étude CEREN sur les gisements d'économie d'énergie en industrie lourde donne (après les opérations d'économies d'énergie) un gisement de substitution de ~ 7,8 TWh (6,0 TWh pour le ciment et 1,8 TWh pour la chaux). Ce chiffre est à comparer au 500 000 tep (5,8 TWh) disponible par les CSR qui peuvent donc être entièrement consommés par l'industrie cimentière.

Cette augmentation d'utilisation de déchets en cimenterie est susceptible de se faire sans évolutions significatives des impacts sur l'air (dioxines, NOx, poussières) par rapport à la situation actuelle.

D'autres actions spécifiques peuvent être mises en place. Par exemple, pour l'utilisation de pneus comme agent réducteur dans les fours à arc en sidérurgie, l'étude CEREN sur les gisements d'économie d'énergie en industrie lourde a été utilisée.

L'industrie peut, par ces valorisations directes ajoutées à celles détaillées dans la partie Offre énergétique, diminuer sa consommation de matière combustible (coke, gaz, fuel, etc) hors matière première de l'ordre de 6 %.

2.4.2.d. Hypothèses retenues pour la chimie du végétal

En 2009, l'industrie chimique a consommé 12,3 Mtep de ressources énergétiques fossiles, dont 28% comme matières premières non énergétiques, transformées en produits (plastiques, engrais, etc.).

L'industrie chimique utilise également une part non négligeable de ressources végétales comme matières premières. Ces ressources représentent environ 8% de l'ensemble des ressources carbonées utilisées par la filière en France.

La répartition actuelle des ressources carbonées, végétales et fossiles, consommées comme matières premières non énergétiques par l'industrie chimique est présentée dans le tableau suivant.

	Energie contenue dans les combustibles à usage MP non énergétiques	
	En Mtep	**En pourcentage**
Ressources carbonées totales	3,7	100%
Dont ressources fossiles (gaz, pétrole, charbon)	*3,4*	*92%*
Dont ressources végétales	*0,3*	*8%*

A horizon 2030 et dans une vision volontariste, le croisement de données bibliographiques et de dires d'experts laisse envisager dans une première approche que les ressources carbonées végétales représenteront environ 20% de la totalité des ressources carbonées utilisées par l'industrie chimique et destinées à une utilisation en tant que matières premières non énergétiques.

Cet essor des produits biosourcés serait permis par un contexte économique, sociétal et réglementaire favorable et par un soutien à la R&D fort, permettant de lever les verrous techniques de cette filière encore jeune.

Les ressources végétales mobilisées par l'industrie chimique entrent dans la composition de biens intermédiaires et finaux très divers : tensioactifs, lubrifiants, encres, peintures, polymères, matériaux composites, etc.

En 2007, l'ADEME a piloté une étude *Marché actuel des bioproduits et biocarburants et évolutions prévisibles à échéance 2015 / 2030*, réalisée par Alcimed. Dans cette étude, deux grandes catégories de produits dont les parts de marché seront significatives en 2030 ont été identifiées (hors biocarburants) :

- Polymères, matériaux composites, lubrifiants et intermédiaires chimiques : ces produits s'installeront visiblement sur les marchés avec une progression forte en termes de parts de marché.
- Encres & peintures, solvants, tensioactifs : parts de marché déjà significatives aujourd'hui et dont la présence sera augmentée à horizon 2030.

Un certain nombre de verrous, organisationnels, réglementaires et techniques, devront être surmontés afin de permettre un développement significatif de la filière d'ici 2030.

Verrous organisationnels

La filière « chimie du végétal » est une filière encore jeune. Sa structuration a été accompagnée par la création de différentes structures de soutien à la filière et par le financement de projets collaboratifs par les pouvoirs publics. Cependant, afin de permettre un développement et une intégration plus poussée de la filière, certains verrous organisationnels doivent encore être levés. Notamment, on observe un cloisonnement encore important entre les organismes de recherche spécialisés en chimie et ceux spécialisés en sciences du vivant, compétences nécessaires au développement de la filière.

Ce cloisonnement se retrouve également au niveau de l'industrie (chimistes et agroindustriels), peu d'acteurs présentant aujourd'hui une double compétence.

Verrous réglementaires

- Absence de réglementation incitative : il n'existe pas de politique de soutien spécifique aux produits biosourcés, comme il existe pour les biocarburants (objectifs de développement imposés, défiscalisation…)

- Valorisation des produits en fin de vie : l'absence de filière de collecte / tri pour certaines catégories de produits biosourcés ne permet pas de réduire les impacts en fin de vie.

- Valorisation des moûts de fermentation, parfois OGM, issus des procédés de biotechnologies industrielles : la seule valorisation actuellement autorisée est l'incinération. D'autres valorisations à plus haute valeur ajoutée seraient envisageables pour certaines souches microbiennes dont l'innocuité a été prouvée : épandage, recyclage, valorisation en alimentation animale… Certains pays autorisent déjà ces valorisations (pays asiatiques).

Verrous techniques communs à l'ensemble de la filière

- Procédés :

Actuellement, les procédés de première transformation de la biomasse (fractionnement, extraction, traitements thermiques…) ne permettent pas d'obtenir des premiers intermédiaires suffisamment homogènes.

Les procédés chimiques classiques (catalyse, milieux réactionnels, voies d'activation…) doivent encore être adaptés à la valorisation des matières premières renouvelables, le verrou principal étant la présence de nombreux atomes d'oxygène dans les molécules extraites des bioressources, en opposition avec les hydrocarbures fossiles utilisés habituellement.

Les verrous relatifs aux biotechnologies industrielles, procédés dont l'usage dans l'industrie chimique est très récent, sont encore nombreux : coût de production élevé des nouvelles enzymes et micro-organismes, rendements encore insuffisants de certaines transformations, technologies classiques de purification des mélanges peu adaptées aux procédés biologiques.

Le changement d'échelle des procédés (génie des procédés industriels) : le passage de l'échelle laboratoire à l'échelle industrielle est un verrou important.

- Filière de production de matériaux biosourcés (matériaux plastiques et composites) :

Les coûts de production des plastiques végétaux, 2 à 6 fois plus élevés que ceux de leurs homologues fossiles, sont un frein majeur à leur développement.

Les matériaux biosourcés (plastiques et composites) développés jusqu'à maintenant ne présentent pas toujours des performances équivalentes à celles de leurs homologues fossiles.

2.4.3. Principales conditions de réalisation

Des actions globales vers l'industrie doivent être envisagées pour inciter les acteurs économiques à s'engager dans ces évolutions de pratique et de marché. Ces actions visent à soutenir la demande industrielle en matière d'efficacité énergétique mais également l'offre industrielle permettant à terme d'en réduire les surcoûts. On peut en particulier citer :

- la fiscalité sur l'énergie et/ ou les évolutions de la directive ETS avec une amélioration des TRI des investissements permettant une optimisation énergétique, par exemple en redistribuant au moins partiellement aux acteurs industriels les plus éco-efficaces les recettes générées par la mise aux enchères des droits à émettre.

- La mise en place de critères d'éco conditionnalité des aides financières y compris des prêts bancaires – cela passe par un travail d'identification des critères d'éco conditionnalité avec les acteurs de la banque et de la finance et de formation de leurs opérateurs

- La mise en place d'un crédit d'impôts Entreprises pour, à l'instar du CIDD des particuliers, favoriser l'investissement sur des équipements énergétiquement performants « classiques » et le renforcement des CEE.

- La généralisation des audits obligatoires (directives IED et ESD)

- La formation à l'efficacité énergétique des Inspecteurs des Installations Classées pour leur permettre de fixer des objectifs réalistes et ambitieux de performance énergétique des installations industrielles.

- L'amplification du financement de programmes d'innovation, notamment avec les modalités spécifiques à la réalisation de démonstrateurs industriels et de 1ère industrialisation. Le Crédit Impôt Recherche pourrait être pour partie orienté ou bonifié (éco conditionnalité) pour les programmes d'efficacité énergétique.

- Un renforcement de la réglementation sur les rendements globaux minimaux des installations de combustion : chaudières, fours ainsi que des prescriptions énergie dans le cadre de la Directive IED peuvent également être envisagés.

- Le renforcement de la formation initiale des opérateurs des sites industriels sur les aspects énergie (par exemple les programmes Post-Bac à conduire avec le ministère en charge de l'Enseignement Supérieur). L'efficacité énergétique doit devenir un programme prioritaire pour la formation continue, notamment en passant par une mise à plat des référentiels de compétences avec les organisations professionnelles.

Dans le cas spécifique du recyclage envisagé, il s'agit de mettre en place une politique volontariste avec notamment les éléments suivants :

- Augmentation de la TGAP sur la mise en décharge

- Optimisation des filières REP avec un renforcement des objectifs de recyclage boucle fermée…

- Mise en œuvre d'outils financiers avec notamment la création d'un marché des certificats de recyclage négociables

- Renforcement de la réglementation sur la conception des produits pour augmenter la durée de vie, faciliter le recyclage, inciter à utiliser des matières de recyclage.

Conditions de réalisation au regard du soutien à la filière chimie du végétal

Plusieurs actions de soutien à la filière chimie du végétal sont envisageables pour permettre d'atteindre la vision volontariste de développement des produits biosourcés :

(1) Composante économique

- Maintien d'un prix élevé des matières d'origine fossile car il conditionne le seuil de rentabilité des produits biosourcés,
- Instauration d'incitations fiscales permettant de soutenir le développement des produits biosourcés,

(2) Composante environnementale

Les produits biosourcés représentent une solution envisageable pour la substitution de produits actuellement utilisés qui sont contraints d'un point de vue réglementaire. La santé des consommateurs ou des utilisateurs de produits issus de divers domaines industriels constitue donc un levier important pour le développement des produits biosourcés, par exemple dans le domaine de la détergence. Cette composante regroupe quatre facteurs d'évolution :

- Les aspects réglementaires/incitatifs environnementaux,
- Les aspects réglementaires/incitatifs sur la santé : le respect des Directives sur les Composés Organiques Volatils (COV) ou le Règlement REACH, incitent de nombreux secteurs industriels à rechercher des solutions de remplacement pour des produits d'origine pétrochimique, jusqu'alors classiquement et abondamment utilisés.
- La demande sociétale environnementale,
- La mobilisation des acteurs de la filière pour répondre à la demande sociétale de produits à impact environnemental réduit.

(3) Composante technologique

Le maintien et le renforcement des efforts de R&D publics et privés sont fondamentaux pour dépasser l'ensemble des verrous techniques existants et pour permettre aux produits biosourcés de trouver de nouveaux débouchés industriels ou de remplir des cahiers des charges des produits d'origine pétrochimique auxquels ils peuvent potentiellement se substituer.

2.4.4. Bilan global du scénario de l'ADEME pour le secteur de la production industrielle

Chaque secteur a été détaillé afin de tenir compte des spécificités sectorielles sur les différents types d'énergie consommée et leur usage (par exemple, l'utilisation de déchets en cimenterie, ou l'utilisation de chaleur basse température en IAA).

Ainsi, le scénario de l'ADEME a identifié, secteur par secteur, les gains possibles d'efficacité énergétique par type de gain (innovations technologiques, innovations organisationnelles, innovations éprouvées) et les gains liés à l'augmentation du recyclage. Ces éléments ont permis d'évaluer les gains énergétiques bruts entre un scénario tendanciel en 2030 et le scénario ADEME 2030.

Mtep	2010	2030
Consommation totale	36,5	33,2

Evolution de la consommation énergétique (hors matières premières) de l'industrie par secteurs industriels :

Mtep	2010	2030
Métaux primaires	6,22	6,9
Chimie	9,11	8
Matériaux non métalliques	4,56	4,6
Industrie agroalimentaire (IAA)	5,21	2,9
Equipement	4,00	3,4
Mines et construction	2,35	2,6
Autres	5,05	4,8
TOTAL	**36,5**	**33,2**

Evolution de la consommation énergétique de l'industrie par vecteur (pour 2010, les chiffres varient selon les sources) :

		2010	2030
Réseau électrique		10,3	9,0
Réseau de gaz		11,3	8,9
Réseau de chaleur		0,4	0,3
Usages	Biogaz direct	0,0	0,3

directs	Bois énergie	1,7	2,6
	Solaire thermique	0,0	0,5
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,0
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0
	Biocarburants	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0
	Autres PP	7,1	5,7
	Déchets	0,5	0,9
	Charbon	5,1	5,0
		36,5	*33,2*

Les données pour 2010 diffèrent selon les sources (CEREN, SOeS, etc.). Ces tableaux n'incluent pas par ailleurs les « spéciaux non renouvelables (pneus, etc) », chiffrés à environ 0,38 Mtep en 2010 qui vont augmenter en 2030 (cf la partie ci-avant consacrée aux déchets). Le potentiel d'offre énergétique supplémentaire liée à la valorisation hors industrie de la chaleur fatale issue de l'industrie est également intégré à l'offre énerégtqiue » et consolidé dans le bilan énérgétique total, tout comme la part d'autoconsommation et d'intégration des ENR.

2.5. Le scénario ADEME 2030 : bilan total de la consommation énergétique

Bilan total de la consommation énergétique :

	2010	2030
TOTAL	**151**	**123**

Par secteur :

Mtep	2010	2030
Transport	44,0	35,8
Résidentiel	44,3	32,6
Tertiaire	22,1	18,6
Industrie	36,5	33,2
Agriculture	4	3,0
TOTAL	**151**	**123**

Par vecteur :

Total par énergie		2010	2030
Réseau électrique		*37,7*	*32,4*
Réseau de gaz		*31,5*	*21,5*
Réseau de chaleur		*3,2*	*6,3*
Usages directs	Biogaz direct	*0,0*	*0,3*
	Bois énergie	*8,8*	*10,1*
	Solaire thermique	*0,0*	*0,8*
	Calories PAC Géothermiques	*1,0*	*1,5*
	Calories PAC Aérothermiques		*1,8*
	Biocarburants	*2,4*	*3,0*
	Ess/Dies/Jet	*40,9*	*31,3*
	Autres PP	*19,5*	*7,9*
	Déchets	*0,5*	*0,9*
	Charbon	*5,5*	*5,1*
	Total	**151**	**123**

3. Une offre énergétique diversifiée et durable

3.1 Méthodologie

Alors que la partie B.2 était exclusivement consacrée à la maitrise de la demande énergétique, il s'agit à présent d'étudier les potentiels d'énergie renouvelable potentiellement mobilisables à l'horizon 2030.

Les potentiels indiqués ont été estimés en recoupant plusieurs contraintes :

- un potentiel théorique maximum

- un rythme annuel d'installation possible

- les dynamiques et contraintes propres à chaque filière (environnementales, sociales, etc.)

Neuf grandes classes d'énergies renouvelables ont été étudiées. Pour chaque EnR, le potentiel de déploiement a été établi en fonction des différentes contraintes spécifiques à chaque énergie.

Les énergies étant abordées une par une avec un potentiel calculé indépendamment les unes des autres, la valeur indiquée dans la partie « potentiel de déploiement » sera, dans certains cas, supérieure à celle retenue dans le scénario complet, ce dernier mettant en cohérence l'évolution du système énergétique dans son ensemble.

3.2. Le potentiel de développement des énergies renvouvelables par filière

En application de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 en faveur des énergies renouvelables et dans le cadre du Grenelle de l'environnement, la France s'est fixée un objectif d'atteindre 23% d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale, ce qui correspond à environ un doublement de la production des énergies renouvelables d'ici 2020.

3.2.1. La biomasse

3.2.1.a. Contexte de la ressource biomasse

La biomasse, valorisée sous forme d'électricité et de chaleur, a été identifiée comme la principale source d'énergie renouvelable permettant à la France d'atteindre ces objectifs et représente ainsi plus d'un tiers de l'objectif 2020.

Situation actuelle et estimation des besoins en biomasse à l'horizon 2020

Objectifs révisés par l'ADEME

Secteur biomasse – proposition d'o**bjectifs 2020 révisés par l'ADEME**	2005 (ktep)	objectif 2020 (ktep) (**Energie finale)**	objectif **supplémentaire** à atteindre en 2020 par rapport à 2005 (**Energie finale**)	Facteur de conversion EF/EP	objectifs 2020 (ktep) **Energie primaire**
chauffage domestique	6549	**6549**	0	1	6549
Bâtiments	100	800	700	1	800
réseau de chaleur	100	**3500**	3400	0,85	4118
Industrie	1200	3200	2000	1	3200
cogénération (chaleur)	0	**107**	107	0,5	1580
électricité à partir de biomasse*	240	**316**	76	0,2	
chaleur UIOM et bois DIB	400	900	500	1	900
Biocarburants**	400	2890***	2490***	0,5	5780
Biogaz	86	**2400**	2314		2900
Total	**9075**	**20572**	**11497**		25 827
Total hors biocarburants		17772	9097		20047

* N'est pas abordée la valorisation matière par exemple au travers de la production de produits biosourcés
** : recouvre les biocarburants liquides
*** la consommation énergétique affichée ici correspond bien à la valeur énergétique réelle des biocarburants consommés. Elle ne prend pas en compte de multiple comptage (comme prévu dans la directive EnR pour certaines catégories de biocarburants).

Elle se développe aujourd'hui principalement au niveau des particuliers, avec le développement d'appareils individuels de chauffage au bois par exemple, mais également au niveau industriel et tertiaire.

Depuis plusieurs années, la production de chaleur à partir de la biomasse bénéficie d'un contexte politique, législatif et réglementaire favorable (combustibles solides biosourcés).

Ce contexte est moins favorable pour son utilisation pour la production d'électricité et pour le biogaz (méthanisation).

Le contexte de développement des biocarburants est aujourd'hui relativement conflictuel.

3.2.1.b. Vision de l'ADEME pour la biomasse

Afin d'atteindre les objectifs, et dans un souci d'économie globale du prélèvement de la ressource, la vision de l'ADEME donne la priorité à l'usage chaleur de la biomasse au détriment de son utilisation pour la production d'électricité.

Le scénario de l'ADEME s'attache à ne pas produire d'énergie à partir de terres cultivées. Ainsi, le fort développement de la méthanisation se fait hors culture alimentaire, et la faible

progression de la consommation de biocarburants n'est envisagée que sous la condition d'une non-progression des terres cultivées dédiées.

i. Hypothèses retenues pour les combustibles solides biosourcés

Les ressources biosourcées sont très diversifiées : biomasse forestière (en forêt et en milieu urbain), biomasse agricole, et autre biomasse (connexes de scierie, etc.).

1. Les combustibles solides biosourcés d'origine forestière

La valorisation énergétique de la biomasse, et notamment de la biomasse forestière, est un objectif important à l'horizon 2020 pour l'atteinte des objectifs EnR.

Rappel des principaux chiffres de production et consommation de bois en 2010 :

- ✓ Production biologique annuelle (unité volume bois fort tige) : 85Mm3 source IGN 2011
- ✓ Estimation ADEME production biologique totale annuelle (intégrant branches et menu bois, coefficient de 1.5, déduction mortalité 10% y compris hors bois fort) : 115 Mm3
- ✓ Récolte **commercialisée** de l'exploitation forestière en 2010 (volume sur écorce) : 39.9 Mm3 dont Bois industrie : 14.2 Mm3, dont bois d'œuvre : 21.1 Mm3 et dont bois énergie : 4.5Mm3 *source mémento FCBA. Rappel : la récolte de bois de feu en forêt est estimée 21 Mm3, une partie des volumes n'étant pas intégré dans le bois commercialisé*
- ✓ Taux de collecte actuel du bois forestier de l'ordre de 50% de l'accroissement biologique annuel total (2010), déduction faite de la mortalité .

Au regard du plan national EnR 2009-2020 et des estimations de ADEME sur la mobilisation possible des ressources, l'atteinte de l'objectif de 2020 constituerait toutefois une évolution majeure pour la forêt qui devrait passer d'un prélèvement actuellement d'environ 50 % de l'accroissement total forestier (bois fort tige, branches et menu bois) à un prélèvement d'environ 70 %, et ce, en l'espace de 8 ans, ce qui sera difficile à atteindre.
Ce gisement exige la mise en place d'une politique volontariste, car :

- d'une part la ressource est essentiellement située en forêt privée avec une partie de ses acteurs ne percevant pas la dimension économique de leur bien

- d'autre part la ressource est fortement conditionnée à la mobilisation du bois d'œuvre. La ressource forestière disponible pour l'énergie dépendra donc essentiellement de paramètres physiques, économiques et organisationnels.

Si le développement exclusif de maisons à structure bois semble peu probable, la part de produit biosourcés dans la construction devra cependant aller croissant pour permettre une valorisation économique de l'ensemble de la filière, et notamment du bois énergie. Le Décret et Arrêt relatif au contenu et aux conditions d'attribution du label « bâtiment biosourcé » (JORF n°0299 du 23/12/2012)» donne le nombre de kg par m^2 de surface à atteindre au minimum : 42 en résidentiel, 9 dans l'industriel et 18 pour tout autre bâtiment.

La consommation actuelle de biomasse d'œuvre étant d'environ 22 millions de m^3, l'exercice de prospective de l'ADEME envisage un niveau de 30 millions de m^3 à horizon 2030 afin de permettre une telle valorisation économique. Le taux de valorisation des

scieries étant de 50%, il y aura donc 50% de résidus à valoriser énergétiquement (connexes de scierie).

La consommation de biomasse dans l'industrie est 12 millions de m^3 par an. Si le gisement accessible a été chiffré par l'INRA entre 12 et 15 à horizon 2020, l'état actuel de cette industrie laisse plutôt penser à une baisse de ses besoins en biomasse. L'évolution du PIB du scénario induisant une hausse de la production physique de papier-pâtes, le gisement 2030 a été pris au même niveau qu'en 2010 sous condition d'une production plus efficace tant d'un point de vue énergétique que d'un point de vue bilan de matière (recyclage, etc.).

Au regard de cet objectif, et sous réserve d'une politique volontariste d'exploitation durable de la forêt et de valorisation du bois dans le bâtiment et l'industrie, le gisement accessible évalué par l'ADEME pour 2030 se situe à environ 50 Mm3.

La ressource physique accessible en 2030 est alors la suivante :

Biomasse forestière	2010	2030
Accroissement annuel (Mm3) dont menu bois	115	122
Taux de prélèvement forêt	~50%	75%
Prélèvement (Mm3)	56	92
- dont bois œuvre (Mm3)	21	30
- dont bois industrie (Mm3)	14	12
- dont bois énergie (Mm3)	21	50
Total prélevé en Mm3	**56**	**92**

La gestion durable de la forêt doit être maintenue et assurée pour d'une part préserver dans le temps les écosystèmes et d'autre part maintenir l'adhésion et l'acceptabilité sociale nécessaire au développement du bois énergie. L'augmentation des prélèvements doit se faire dans le respect de la préservation des écosystèmes (biodiversité, sol) et des différentes fonctions de la forêt.

Pour calculer le contenu énergétique d'un m3 de bois, l'hypothèse retenue est la suivante : 1 tonne de matière sèche = 0,435 tep. En forêt, la moyenne pondérée est de 0.519 tonne de matière sèche par m3. Ainsi, 1 m3 de bois en forêt produit environ 0,22 tep.

D'un point de vue énergétique, le bilan est donc le suivant :

Biomasse forestière	2010	2030
BE (compartiments BIBE et MB et branches)	4,6	11,1
Souches		0,2

Arbres en milieu urbain		0,6
TOTAL Mtep primaire	**4,6**	**11,9**

2. Les combustibles solides biosourcés d'origine agricole

Si la biomasse forestière constitue le principal gisement, les autres ressources biomasse à mobiliser ont également été prises en compte. A l'horizon 2030, le gisement de biomasse agricole pour les filières de combustion reste faible. Il concerne essentiellement la valorisation d'une partie des pailles, des résidus de taille ou de coupe des vignes et des vergers. Concernant les haies, il est supposé un gisement disponible pour l'énergie en 2030 de l'ordre de 0.8 Mtep/an.

Pour les raisons de concurrence d'usage, il n'est pas envisagé de développement de culture énergétique.

La production de biomasse issue de l'agroforesterie est supposée encore relativement marginale en 2030, en revanche, elle devient effective en 2050.

Biomasse agricole	2010	2030	Source
Résidus agricoles dont paille	0	1	Disponibilité totale de 4t Ms/ha, en intégrant retour au sol et besoin élevage (0,8tep/ha)
Vignes	0	0,7	Etude IFN FCBA SOLAGRO 2009 (0,8tep/ha)
Arboriculture	0	0,3	Etude IFN FCBA SOLAGRO 2009 (2tep/ha)
Haies	0	0,8	Etude IFN FCBA SOLAGRO 2009-ratio ADEME (1,12 tep/km et 0,7 Mkm de haie)
Total Mtep primaire	**0**	**2,8**	

3. Les autres combustibles solides biosourcés

Le dernier gisement mobilisable concerne les déchets de bois : produits connexes de scierie, produits bois en fin de vie, issus de l'emballage, du bâtiment etc.

Autre biomasse	2010	2030	Source
Connexes de scierie filière bois	1,2	2	étude INRA 2008
Industrie (hors connexes), BTP, déchetteries, emballages	0	1,4	étude FCBA ADEME 2009 (bois traités et souillés classes B, C et D représentent un total de 4,3Mt avec 1t = 0,33 tep)
TOTAL Mtep primaire	**1,2**	**3,4**	

ii. Hypothèses retenues pour la méthanisation

La méthanisation permet le traitement de déchets organiques issus des activités agricoles et économiques (industrie, distribution, services d'entretien d'espaces verts,…) ou liés à la consommation des ménages. Ce mode de traitement est plutôt adapté aux matières organiques faiblement ligneuses et chargées en eau (effluents d'élevage, déchets alimentaires, tontes de gazon, papiers, boues d'épuration). Avec certaines technologies spécifiques, elle peut se pratiquer également sur des déchets plutôt secs (fumiers, déchets ménagers triés en usine, boues sèches, etc.), qui sont seulement humidifiés: on parle alors de "méthanisation sèche".

Contrôlée en usine, la méthanisation aboutit à la production d'une part de biogaz (méthane et gaz carbonique), et d'autre part d'un résidu organique pâteux (ressemblant à une boue), le digestat. Le biogaz est en effet valorisable soit directement par combustion dans un moteur de cogénération d'électricité et de chaleur, soit après épuration par injection dans un réseau de distribution (usage chaleur, vapeur, cogénération ou carburant).

Le secteur de la méthanisation des déchets et effluents agricoles est récent en France (à noter toutefois la création d'installations dans les années 1980) et connaît une croissance exponentielle. Il est caractérisé par une atomisation du secteur et des installations de petite capacité (cas des unités à la ferme) à moyenne capacité (cas des unités centralisées).

Le secteur de la méthanisation des déchets et effluents industriels est « historique » et mature. Il est caractérisé par un parc vieillissant et qui valorise peu le biogaz (l'objectif premier étant le traitement des déchets et des effluents). Des opportunités de développement se présentent d'une part, pour satisfaire l'obligation faite aux gros producteurs de trier et valoriser leurs déchets organiques et d'autre part, pour rénover le parc existant en visant des objectifs de valorisation d'énergie.

Le secteur de la méthanisation des déchets ménagers et assimilés est récent en France et connaît un certain essor avec des installations de grande capacité. Elle bénéficie d'un contexte favorable, toutefois les procédés développés, en particulier sur les installations de méthanisation à la ferme, nécessitent d'être confortés par le retour d'expérience pour en établir l'optimum technico-économique et les conditions de maîtrise des risques liés au fonctionnement de ces installations par des opérateurs dont ce n'est pas le cœur de métier.

Le secteur de la méthanisation des boues de station d'épuration est « historique » et mature. Il est caractérisé par un parc vieillissant et qui valorise peu le biogaz (l'objectif premier étant le traitement des effluents). Des opportunités de développement se présentent dans un contexte de fermeture des STEP de petite capacité au profit de plus grandes installations en visant des objectifs de valorisation d'énergie.

La mobilisation des déchets agricoles et dans une moindre mesure des déchets industriels et de STEP apparaît prioritaire compte tenu des quantités en jeu et de la nature de ces déchets bien adaptée au procédé de méthanisation.

A contrario les déchets ménagers représentent un gisement moindre (mais significatif au regard des déchets stockés/incinérés) et surtout restent complexes à traiter par

méthanisation (notamment en l'absence de collecte séparative) avec des risques techniques (colmatage, corrosion,…) et économiques (qualité du digestat, rendement énergétique,…).

Mtep	**Mobilisable 2030**	**Hypothèse retenues**
Déchets organiques des ménages	0,07	10% méthanisation, 50% gestion domestique, 22% compostage centralisé, 17 % stockage et incinération, 1% TMB compostage
Effluents d'élevage	1,7	40% du cheptel - production unitaire de tep/tête cheptel au niveau actuel. Prise en compte des pratiques actuelles d'épandage et volonté forte du milieu agricole de développer cette filière.
Terres arables et surfaces toujours en herbe*	2	Culture dérobées : 25% terres arables avec cultures dérobées. Rendement de 1 Ms/ha/an, soit 0,22 tep/ha/an (hyp 1t = 0,22 tep) Prairies : 5% de surfaces toujours en herbe récoltées pour la méthanisation, rendement 7tMs/ha
Résidus de culture	1	20% des menues paille et pailles en méthanisation
Déchets et effluents industriels	0,4	60% - déchets industriels disponibles aujourd'hui (décharge, incinération, épandage et compostage), hors alimentation animale, le reste allant en compostage et en valorisation matière
STEP urbaines	0,2	70% : 40 % déjà méthanisées en 2010, 30 % supplémentaire peuvent être méthanisées
Gros producteurs	0,14	60% - estimation des études gros producteurs ADEME 2010 2011, les 35 % restant allant en compostage et 5% en ISDND
ISDND	0,43	10% des déchets organiques des ménages, 5% des gros producteurs, ainsi que décharges déjà mises en place
Total Mtep primaire	**6 Mtep**	

Pour atteindre ce développement de la filière, le rythme de développement serait d'environ 550 unités construites par an de puissance moyenne. Lors des 5 dernières années, l'industrie allemande s'est développée à un rythme deux fois plus élevé.

iii. Hypothèses retenues pour les biocarburants liquides

Le scénario de l'ADEME concernant les biocarburants liquide repose sur trois axes principaux :

- Une non-progression de la surface agricole française consacrée à la production de matières premières agricoles destinées à la production de biocarburants ;
- la limitation des importations de biocarburants liquides par rapport au niveau actuel et donc des effets indirects potentiellement induits (GES, cultures alimentaires) ;
- une utilisation plus efficace de la ressource primaire, en se tournant notamment vers la 2ème génération de biocarburants (notamment les huiles usagées et les huiles animales EMHU/EMHA, les huiles hydrotraitées HVO, et le bois BtL). En effet, une production de biocarburants optimisée passe à la fois par une amélioration des rendements matière et énergie des procédés de transformation et par l'utilisation de nouveaux types de ressources.

En 2030, les hypothèses retenues sont les suivantes :

- les filières 2G se sont développées :

  . d'une part avec la production de biodiesel à partir d'huiles alimentaires usagées et de graisses animales (EMHU/EMHA), d'origine France ;

  . d'autre part avec la mise en service d'une unité BtL fonctionnant à partir de biomasse forestière française ;

- la part d'éthanol (1G+2G) est augmentée, en cohérence avec les évolutions de parc automobile et notamment la progression des véhicules hybrides essence ;
- une faible proportion d'huiles végétales hydrotraitées (HVO) principalement importées à partir d'unités déjà existantes en Europe.

Par contre, 2030 semble bien trop proche pour compter sur une contribution des biocarburants à partir de micro-algues ou microorganismes.

La production de biocarburants dits 2G fait l'objet de démonstrateurs (dont certains sont financés par l'ADEME), et les perspectives d'industrialisation se situent en général autour de 2020. Les voies envisagées pour les biocarburants 2G sont donc complémentaires, leur différence de maturité laissant envisager des arrivées de biocarburants 2G sur le marché à des échelles de temps différentes.

Le bilan primaire est le suivant :

Energie primaire	2010	2030
Ethanol 1G	1,3	0,9
Ethanol 2G	0	1,3
Biodiesel 1G	6,73	2,5
Biodiesel 2G	0	1,6
Total Mtep primaire	**8,03**	**6,3**

En Mtep finale, par type de biocarburant :

Type de biocarburant		2010	2030
Ethanol			
1G	Ethanol	0,39	0,4
2G	Ethanol		0,4
Total éthanol		**0,39**	**0,8**
Biodiesel			
1G	EMHV	2,02	1,3
2G	EMHU/EMHA		0,4
2G	HVO		0,25
2G	BtL		0,25
Total biodiesel		**2,02**	**2,2**
TOTAL biocarburants consommés		**2,41**	**3**

Par origine de la ressource mobilisée en 2010 et 2030

Origine	2010	2030	Hypothèses retenues
Terres cultivées France	1,1	1,1	Pas d'accroissement des surfaces dédiées aux biocarburants
Production nationale hors terres cultivées	0	0,85	Ethanol 2G : 0,2Mtep EMHU/EMHA : 0,4 Mtep BtL : 0,25 Mtep
Importations	1,31	1,05	Baisse des importations afin de limiter les effets indirects
Total Mtep finale	**2,41**	**3**	

Les consommations énergétiques affichées ici correspondent bien à la valeur énergétique réelle des biocarburants consommés. Elle ne prend pas en compte de multiple comptage (comme prévu dans la directive EnR pour certaines catégories de biocarburants).

Le cadrage géographique de l'exercice excluant le transport aérien international, aucune hypothèse n'a été faite sur l'évolution de la part de biokérosène à l'horizon 2030.

3.2.1.c. Principales conditions de réalisation

i. La biomasse forestière

Pour atteindre les chiffres identifiés dans le scénario, la mise en place d'actions fortes à la fois sur la demande et sur l'offre s'avère nécessaire.

Trois pistes sont notamment à privilégier :

1- Utiliser plus de bois français dans la construction

Le bois, utilisé pour la construction, déclenche par sa valeur économique des coupes de bois en forêt, dont les résidus, (en forêt ou sur sites industriels) peuvent ensuite être utilisés pour l'énergie. Le bois d'œuvre constitue le principal « moteur » de la mobilisation de la biomasse. Il faut donc stimuler la demande. La filière bois française doit toutefois développer une offre de qualité adaptée au marché du bois construction.

2- Continuer à stimuler la demande de bois énergie en réservant son usage à des installations de haut rendement

Le fonds chaleur permet un développement important de la filière bois énergie contribuant ainsi à la valorisation de biomasse. Dans cet objectif, il doit être maintenu et si possible renforcé. Par ailleurs, la ressource forestière est abondante, pour autant, elle reste limitée. Il convient donc de l'utiliser au mieux et de ne pas la gaspiller. La production de chaleur dans des chaufferies automatiques au bois permet de valoriser au minimum 85% du contenu énergétique de la biomasse. La production d'électricité a un rendement très faible, environ 20%, et, avec les règles administratives actuelles, ne permet de valoriser au mieux 60% du contenu énergétique de la biomasse lorsque la valorisation électrique est accompagnée de valorisation de la chaleur (cogénération).

3- Structurer l'offre de biomasse forestière

Une partie de la ressource est inaccessible (3Mha selon l'IGN, soit 20%) ; de plus, l'ensemble de la forêt française est détenue par 3.5 millions de propriétaires dont 3 millions possèdent une surface inférieure à 4ha, seuil (au minimum) jugé rentable économiquement par les professionnels.

Pour différentes raisons d'ordre socio technico-économiques et environnementales, de nombreuses parcelles forestières ne font l'objet d'aucune valorisation.

Par ailleurs, une évolution rapide de la demande en bois peut générer, en fonction des coûts de la matière première, des déséquilibres sur les taux de prélèvement en forêt entre les massifs forestiers, voire le recours de plus en plus souvent aux importations dont le coût d'approvisionnement du bois est bien souvent plus faible que la biomasse locale.

Il convient donc de mieux structurer l'offre afin de permettre un accompagnement des producteurs nationaux

ii. Méthanisation

Le développement de technologies de digesteur permettant de traiter des petites quantités de substrats (« petite » méthanisation) feront probablement face à des coûts de production et de sécurité importants.

Les nouveaux modes de valorisation que sont l'injection du biométhane au réseau ou sa valorisation en carburant peuvent donner une nouvelle impulsion à la filière, ceux-ci nécessitent de lourds investissements. Il convient donc dans doute de développer une logistique de mobilisation de gisement autour d'installation collective de taille moyenne et

sécuriser les approvisionnements (montage juridique, impacts liés aux transports et aux ruptures de charge). Compte tenu de l'importance des investissements et de la nouveauté de cette filière en France, une phase de préparation et de montage des projets est nécessaire qui implique lisibilité et stabilité dans le temps des dispositifs de soutien (facilitation des démarches, etc.), notamment financiers (prévisibilité des tarifs d'achat).

Afin d'accélérer fortement le développement de la filière dans les meilleurs conditions, l'ADEME imagine pour son scénario prospectif les dispositions suivantes :

- des interdictions de mise en décharge de déchets chargés en matière organique ou à haut pouvoir calorifique ont conduit à réduire drastiquement les quantités stockées et la possibilité d'interdire le stockage de certains déchets non préalablement triés. Cette mesure impactant les exutoires est complémentaire et doit être mise en cohérence avec une mesure visant les producteurs de déchets (comme par exemple l'obligation faite aux « gros » producteurs de bio-déchets de procéder à leur tri et valorisation) qui fixe des objectifs quantitatifs et progressifs.

- des aides aux investissements de rénovation et aux nouvelles capacités, complémentaires aux autres incitations d'Etat et au tarif d'achat de l'électricité et du biogaz injecté dans le réseau afin d'amener certains projets à l'équilibre économique et permettre ainsi leur émergence et de les orienter en privilégiant l'approvisionnement de proximité en déchets non valorisés et en élevant le niveau des exigences qualitatives (qualité de la valorisation organique du digestat, pertinence du débouché pour le biogaz produit, condition de performance énergétique, anticipation du contexte réglementaire,…).

- la mise en place de conseillers « méthanisation à la ferme » partagés pour assurer un suivi technico-économique des installations et apporter un soutien dans la conduite de l'exploitation en vue d'un fonctionnement optimisé et maîtrisé.

- le développement des systèmes d'assurance qualité pour la production et l'utilisation des composts et des digestats afin d'apporter aux utilisateurs des garanties quant à la qualité des composts et des digestats.

3.2.1.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour la ressource biomasse

Bilan biomasse	**2030**
Combustibles biosourcés	18
Méthanisation	6
Biocarburants *	6,3*
Total Mtep primaire	**30,3**

*dont 4,2 Mtep primaires d'origine française

3.2.2. L'hydroélectricité

L'hydroélectricité est actuellement la source principale d'énergies renouvelables dans le bouquet des sources de production électrique français, couvrant environ 8% des besoins de

consommation d'électricité en 2011 (année de faible production hydraulique en outre). On distinguera les centrales au fil de l'eau, des centrales de lacs et d'éclusée.

Les centrales de lacs, en plus de présenter des coûts de production d'électricité bon marché, contribuent fortement à l'équilibre du réseau électrique. Néanmoins leur potentiel de développement reste limité. Les centrales turbinant au fil de l'eau, en particulier la petite hydroélectricité, présentent des coûts de production plus élevés mais bénéficient d'un plus important potentiel de développement.

3.2.2.a. Contexte de l'hydroélectricité

D'après le SOeS [1], la puissance hydroélectrique installée fin 2009 se décompose en 23,4 GW pour la grande hydroélectricité et 2,1 GW pour la petite hydroélectricité, répartis comme suit :

- 7,6 GW d'usines au fil de l'eau donc la capacité de réservoir amont ne permet pas de stockage ;

- 4,6 GW d'usines types « éclusées », qui disposent d'un réservoir amont de taille intermédiaire permettant de stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage le jour) ou hebdomadaires ;

- 9,1 GW d'usines de « lac » dont la capacité du réservoir amont permet un stockage sur une période beaucoup plus longue, offrant sauf circonstances exceptionnelles la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment ;

- 4,3 GW de STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), décrites dans les moyens de stockage.

Le parc des centrales de petite hydroélectricité a peu évolué de 2000 à 2009 : la puissance installée a augmenté de 14 % et le nombre d'installations de 20 %.

France métropolitaine	1990	1992	1995	1997	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Production hydraulique (GWh)	58 321	73 099	76 702	68 059	77 640	70 990	78 282	65 577	64 034	64 761	56 291	61 155	63 263	67 990	61 650
Production Petite hydraulique (GWh)	0	0	0	0	0	6 644	6 817	6 692	6 305	6 644	5 802	5 992	6 119	6 987	6 050
Puissance installée Hydraulique (MW)	nd	nd	nd	nd	nd	25 366	25 497	25 497	25 450	25 334	25 345	25 358	25 369	25 337	25 424
Puissance installée Petite Hydraulique (MW)	nd	nd	nd	nd	nd	1 834	1 850	1 963	2 032	2 032	2 031	2 043	2 053	2 080	2 083
Nombre installation Hydraulique	nd	nd	nd	nd	nd	1 828	1 821	2 079	2 098	2 105	2 139	2 108	2 110	2 132	2 139
Nombre installation Petite Hydraulique	nd	nd	nd	nd	nd	1 546	1 539	1 797	1 817	1 826	1 861	1 830	1 832	1 854	1 861

Evolution de la production énergétique du parc hydroélectrique français de 1990 à 2009 (Source : CGDD, sans correction climatique)

En 2006, le rapport Dambrine mettait en évidence un potentiel de développement des installations hydroélectriques techniquement exploitable de 28,4 TWh, indépendamment des contraintes économiques et environnementales ainsi que de celles liées aux autres usages de l'eau.

Le rapport du COMOP 10 (comité opérationnel du Grenelle) reprenant l'analyse effectuée dans le rapport Dambrine, donne une perspective moins optimiste, notamment sur le développement de la filière en site vierge, et propose une augmentation de productible

limitée de 2 TWh/an à 7 TWh/an en partie à cause des contraintes réglementaires issues de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA).

PPI 2015	PROJETS NEUFS			Optimi–sation de l'existant	Turbinage débits réservés	TOTAL	
	20 à 50 MW	Petite hydro < 4,5 MW	Pico-hydraulique				STEP
Productible	1,9 TWh/an	1,7 TWh/an	1 TWh/an	2 TWh/an	0,4 TWh/an	**7 TWh/an**	
Puissance	475 MW	500 MW	600 MW	300 MW	45 MW	1 920 MW	2 000 MW

Cette réduction de l'ambition du développement de la filière est inscrite dans l'arrêté de la Programmation Pluriannuelle des Investissements qui fixe un objectif d'augmentation de 3 TWh/an d'ici 2020 pour la petite hydroélectricité, soit environ 0,5% de la consommation finale d'électricité.

Les efforts de la filière hydroélectrique pour contribuer aux objectifs de qualité de l'eau et de respect de la biodiversité vont engendrer une baisse du productible de 2 à 4 TWh/an. Par ailleurs, le renouvellement des concessions hydroélectriques va conduire à une perte de production du fait de la mise en oeuvre des clauses environnementales associées. Certains titres de concession existants ne seront pas renouvelés.

L'écart entre les politiques nationales et leur application sur le terrain conduit à des propositions de classement de cours d'eau au titre de la Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques (LEMA) très nombreuses, car souvent fondées sur les seuls avis des experts d'usage et établies à titre conservatoire. Or ces propositions mettent en péril une grande part du potentiel hydroélectrique non encore exploité.

En particulier, elles affectent une proportion importante du potentiel de petite hydroélectricité (installations de puissance < 12 MW) en sites neufs : près de 4 TWh/an qui vont ainsi être bloqués.

En termes de rentabilité économique, les coûts de production de la filière sont déjà très faibles et relativement compétitifs. Etant donné la maturité technologique de la filière, il n'est pas prévu d'évolution significative des coûts. La rentabilité des barrages de type « lac » est encore accrue du fait que leur flexibilité leur permet de valoriser l'électricité produite aux heures de pointe.

Le tableau suivant donne les coûts de production typique (LCOE[10]) pour la filière hydroélectrique [11] :

[10] LCOE : Levelized Cost of Energy.

[11] Sources:

- IRENA, « Renewable energy technologies: cost analysis series », juin 2012
- AIE - ETASP , « Technology Brief E19 ETSAP », mai 2010

Caractéristiques techniques			
Périmètre	International		
Terme	2012		
Puissance (MW)	<1	1-10	>10
Durée de fonctionnement (années)	30	30	30
Temps de fonctionnement annuel (h)	4400	3950	
Coûts			
Investissement (€/kW)	2000 -8000	1600 - 6000	1400 - 5000
Exploitation fixe (€/kW)	40 - 170	40 - 140	35 - 120
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
5,10%	38 - 152	35 - 131	31 - 110
8%	46 - 188	43 - 160	38 - 134
10%	53 - 214	49 - 182	43 - 152

3.2.2.b. Vision de l'ADEME pour l'hydroélectricité

Comme dit précédemment, malgré un potentiel important identifié dans le rapport Dambrine, les objectifs fixés par le COMOP10 puis par la PPI ont été bien inférieurs à ce qui pouvait être attendu. Mais l'hydroélectricité ne nécessite pas ou peu de soutien financier alors qu'elle fait l'objet d'investissements lourds. Et elle contribue de manière importante aux budgets de l'Etat et des collectivités, tout en contribuant à une filière industrielle d'excellence mondiale implantée sur tout le territoire, notamment en montagne. Il semble donc important de relancer cette filière dans une dynamique de croissance, en accord avec le respect de l'environnement.

i. Hypothèses retenues pour l'hydroélectricité

L'hydroélectricité ne pourra poursuivre son développement au XXIème siècle qu'en intégrant pleinement de hautes exigences environnementales ce qui signifie un engagement total pour innover et tendre vers des installations développées en Haute Qualité Environnementale et imaginées dans la plus grande concertation avec toutes les parties prenantes.

Globalement sur la filière, l'ADEME estime que la création de nouvelles installations en petite hydraulique, et la rénovation du parc de grande hydraulique permettront de compenser les baisses de productible liées au renforcement des contraintes environnementales pour parvenir à une augmentation de productible annuel de 7 TWh d'ici 2030.

Pour parvenir à ces objectifs, les enjeux pour l'avenir de la filière sont donc :

- La modernisation des centrales de grande puissance pour gagner quelques pourcents de rendement ;
- La rénovation et le maintien en activité du parc de petite hydroélectricité existant (financement d'études de faisabilité, optimisation des centrales existantes par le financement de projets de R&D ichtyocompatibles) ;
- le soutien à l'identification plus fine des potentiels inexploités ;
- la mise en place d'actions visant une meilleure intégration des ouvrages hydroélectriques dans le milieu.

3.2.2.c. Principales conditions de réalisation

La vision prospective de l'ADEME en 2030 prévoit la mise en œuvre des engagements de la Convention pour le développement de l'hydroélectricité[12] en assurant la mise en cohérence des politiques énergétiques et environnementales : dans la mesure où les nouvelles centrales seront conçues à haute qualité environnementale et ne dégraderont pas l'état du cours d'eau, les classements des cours d'eau devraient donc être menés avec discernement et prudence.

Les principales conditions retenues pour soutenir un développement raisonné de l'hydraulique sont les suivantes :

- favoriser la mise en place de processus d'évaluation des projets qui intègre toutes les conditions nécessaires à l'atteinte du bon état écologique, et pas seulement la continuité écologique qui n'en est qu'un des éléments.

- arbitrer et communiquer sur le juste milieu à atteindre entre la préservation de l'environnement par classement des cours d'eau et la valorisation de l'énergie hydro-électrique.

- profiter du renouvellement des concessions pour inciter à la rénovation du parc existant ;

- reformer la fiscalité et le TURPE associés aux STEP afin de faciliter le déploiement de moyens de stockage d'électricité, dont les STEP resteront des acteurs majeurs en 2030 ;

La vision de l'ADEME s'appuie également sur le soutien au développement des moyens de stockage d'énergie et de puissance de pointe : le signal prix délivré par le marché seul est insuffisant pour provoquer des investissements de long terme dans les moyens hydroélectriques de pointe. Il faut aussi préserver les capacités des lacs existants à des fins de stockage énergétique et encourager la création de nouveaux réservoirs, et les STEP distribuées indispensables à la gestion du système électrique.

Notons enfin que pour assurer l'équilibre d'un réseau électrique comportant une part substantielle d'EnR variable, l'utilisation des capacités de stockage que constitue les centrales de lac ou les STEP devra faire l'objet d'un important changement de paradigme, afin de les utiliser pleinement au profit de l'intégration des EnR.

3.2.2.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour l'hydroélectricité

Hydroélectricité	**2010**	**2030**
Métropole	Mtep : 5,8 TWh : 67	Mtep : 6,4 TWh : 74

3.2.3. L'éolien terrestre

3.2.3.a. Contexte de l'éolien terrestre

[12] http://www.developpement-durable.gouv.fr/Signature-d-une-convention-d.html

Premier gisement éolien terrestre d'Europe selon l'Agence Européenne de l'Environnement, la France développe actuellement l'exploitation de son potentiel éolien à la fois terrestre et maritime. Sa contribution à l'approvisionnement électrique français en 2030 sera significative.

Avec de l'ordre de 875 MW installés en 2011, contre plus de 1 300 MW en 2010, la France est le cinquième marché européen, derrière l'Allemagne (2 086 MW), le Royaume Uni (1 293 MW; dont 752 dans l'offshore), l'Espagne (1 050 MW) et l'Italie (950 MW). Fin 2011, la puissance totale raccordée au réseau français était de l'ordre de 6 600 MW, au sixième rang mondial et au troisième rang de l'Union européenne. En 2011, selon les estimations de l'EWEA, la contribution du secteur éolien à la consommation d'électricité atteignait 6,8% en Europe, et dépassait les 10% dans cinq pays de l'Union Européenne : Danemark (26%), Espagne et Portugal (plus de 15%), Irlande (12%) et Allemagne (10,6%) ; avec 2,2% la France est 18ème sur 27 pays.

Le parc français en production est passé de 4 710 MW fin 2009 à 5 970 MW fin 2010. En 2010, la production brute d'énergie électrique d'origine éolienne était de 9,7 TWh. Au 30 juin 2012, la puissance totale raccordée au réseau français était de l'ordre de 7000 MW.

Le montant des investissements dans l'éolien aura été de 1,1 milliard d'euros en 2011, après 1,7 milliard d'euros en 2010, soit un coût moyen de l'ordre de 1,3 M€ le MW installé.

La complexification ainsi que l'instabilité du cadre réglementaire (une évolution tous les 2 ans depuis 2003) pénalisent fortement le développement de la filière, ce qui se traduit clairement par l'importante baisse des installations et des demandes de permis de construire au cours des dernières années.

D'un point de vue environnemental, le contenu carbone de la production électrique d'origine éolienne est très faible et évalué à 12 gCO2eq/kWh, en prenant en compte l'ensemble du cycle de vie d'une éolienne. L'éolien subit toutefois une importante contrainte sociétale liée en particulier à l'empreinte paysagère des éoliennes, qui conduit quasi systématiquement à des recours. C'est un facteur de ralentissement ou de blocage des projets éoliens, qui risque de prendre de l'importance avec la densification des capacités éoliennes.

Le tarif d'achat de l'électricité d'origine éolienne est fixé par l'arrêté de décembre 2006. Pour l'éolien terrestre, il est de 82 €/MWh pendant 10 ans, puis varie entre 28 et 82 €/MWh pendant 5 ans selon les sites. Le prix d'achat moyen de l'électricité sur la durée de vie d'une éolienne est donc de l'ordre de 70 €/MWh et se rapproche du prix de gros de l'électricité, évalué depuis début 2010 en moyenne à 55 €/MWh en base et 70 €/MWh en pointe. L'éolien terrestre est donc déjà proche du niveau de compétitivité, qui devrait être atteint autour de 2020.

Par ailleurs, le coût de production d'énergie éolienne est par nature plus stable que celui des sources d'électricité conventionnelles, puisqu'il ne dépend pas de la volatilité du cours des combustibles. Il restera néanmoins nécessaire d'organiser les conditions favorables de son accès au marché.

Les coûts de production actuels de l'électricité d'origine éolienne (LCOE) en implantation terrestre sont donnés dans le tableau suivant[13] :

Caractéristiques techniques	
Périmètre	Europe
Terme	2011
Puissance installée (MW)	2
Durée de fonctionnement (années)	20
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	2200
Coûts	
Investissement (€/kW)	1000 - 1600
dont raccordement (€/kW)	126 - 256
Exploitation fixe (€/kW/an)	16 - 51
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
5,10%	42 - 79
8%	50 - 92
10%	56 - 101

3.2.3.b. Vision de l'ADEME pour l'éolien terrestre

En première approche, on peut évaluer le gisement maximal atteignable en se basant sur les chiffres de l'Agence Européenne de l'Environnement qui a établi ce qui pourrait être une borne supérieure de la production éolienne terrestre en France, estimant le gisement technique (sans aucune contrainte) à 5 260 TWh/an. Sur la base des retours des premiers SRCAE, et en prenant en compte les résultats d'études sociologiques sur l'acceptabilité sociale des EnR, on obtient un taux d'abattement portant ce gisement technique à un potentiel prenant en compte les « premières contraintes d'aménagement du territoire », qui peut être évalué à 474 TWh/an[14], soit une capacité installée de 270 GW si l'on considère un facteur de charge de 20%. On peut noter que ce chiffre est encore très élevé puisqu'il permettrait à lui seul de couvrir l'ensemble de la demande d'électricité estimée à l'horizon 2030.

[13] Sources :

- Mott McDonald, « Cost of low-carbon generation technologies », mai 2011
- IRENA, « Renewable energy technologies : cost analysis series », juin 2012
- AIE, « Technology roadmap », 2009
- EEA, « Europe's onshore and offshore wind energy potential, an assessment of environmental and economic constraints », 2009
- NREL, « IEA Wind Task 26 - The Pas and Future Cost of Wind Energy », IAE Wind, mai 2012
- Fraunhofer ISE, « Studie Stromgesthungskosten Erneuerbare Energien », mai 2012
- CAS, « Le pari éolien », décembre 2009
- P. Hearps et al. , « Renewable Energy Technology Cost Review », mai 2011
- M. Junginger et al. , « Global experience curves for wind farms », *Energy Policy* 33(2), pp.133-150, 2005
- EWEA, , « The Economics of Wind Energy », mars 2009

[14] Article de T HUBERT, E VIDALENC, Renewable Potentials in France : a long terme perspective, Technoport 2012, Renewable Energy research Conférence.

i. Hypothèses retenues pour l'éolien terrestre

A partir de ces bornes supérieures, l'ADEME a retenu un scénario de développement basé sur des hypothèses de déploiement réalistes, correspondant à des capacités installées par an sur la période 2012-2030 de +1,5 GW/an, rythme quasiment déjà atteint en 2010 (1,3 GW installé).

Même si la croissance du secteur sera encore déterminée par les contraintes réglementaires et de conflit d'usage (radars), ainsi que par les possibilités de connexion au réseau, on peut noter que ces chiffres ne prennent pas en compte les possibilités d'améliorer le parc existant par le « retrofit » (remplacement d'une pièce usée ou obsolète d'une éolienne, sans modification de la configuration de la machine d'origine permettant d'améliorer par exemple le rendement de conversion ou de corriger des mauvais dimensionnements d'origine) et par le « repowering » (remplacement des éoliennes anciennes par de nouveaux modèles plus puissants ou plus performants).

Même si les technologies développées pour l'éolien offshore vont permettre l'émergence de machines de très forte puissance, on suppose toutefois que pour des questions d'acceptabilité sociale, les éoliennes terrestres resteront en majorité sur des puissances nominales de 2 à 3 MW, à horizon 2030.

A l'horizon 2030, le gisement éolien terrestre mobilisable est donc d'environ 34 GW, soit autour de 12 à 13 000 éoliennes (contre environ 3000 éoliennes aujourd'hui en France). On suppose la parité réseau atteinte en 2020.

Le facteur de capacité permet de calculer la production électrique de l'éolienne à partir de la puissance installée.

Facteur de capacité = (facteur de charge) x (taux d'intégration au réseau) x (variation climatique)

Le facteur de charge est le nombre d'heures équivalent pleine puissance, rapporté à 8760 h. Il a été estimé à 25% pour l'éolien terrestre.

Le taux d'intégration au réseau est la capacité à utiliser toute l'électricité produite (100%) ou à devoir faire du lissage avec des capacités conventionnelles (<100%). RTE retient dans son bilan prévisionnel que le taux d'intégration décroît avec la capacité installée. Cependant le stockage permettrait de retrouver un taux d'intégration de 100%.

Le coefficient de variation climatique permettrait de tenir compte des variations climatiques de la ressource. Ce paramètre est largement prospectif et ne sera pas pris en compte dans une première approche, cependant il pourra être inclus dans un deuxième temps.

Sur cette base, il est supposé que l'amélioration des machines et l'utilisation de stockage permettront de compenser l'utilisation de sites moins ventés, et de conserver des facteurs de capacité proches de 20 % pour l'éolien terrestre, ce qui est conservateur.

3.2.3.c. Principales conditions de réalisation

Pour atteindre ces objectifs, il est primordial de veiller à la **bonne intégration technique de l'éolien sur le réseau électrique**. Ainsi des verrous technologiques se situent à différents niveaux :

- sur les machines, avec une conception permettant la maîtrise des coûts et la participation à l'équilibre offre-demande même à fort taux de pénétration.

- sur son intégration au système électrique : maîtrise de la prévision à court terme de la production éolienne ; adaptation du réseau ; optimisation du stockage de masse existant et développement de nouvelles capacités.

L'utilisation des capacités éoliennes dans le système électrique doit également répondre à un critère d'adéquation de capacité, c'est-à-dire que le mix de production permette de satisfaire la demande en maintenant la stabilité et la fiabilité du système. Pour cela, il faut déterminer quelles sont les spécificités de l'éolien sur la conduite de réseau. Les impacts majeurs sont à la fois une augmentation de l'aléa de production à un instant t (exprimé en Watt), et donc des marges requises et du dimensionnement de la réserve tertiaire, une augmentation du besoin de régulation de fréquence si les turbines ne peuvent pas assurer le réglage en fréquence, et une augmentation du gradient de prise en charge (*ramp rate*, en W/h), c'est-à-dire du taux de variation horaire.

Afin d'accélérer le développement de l'éolien en France, il convient avant tout de **mettre en cohérence et de simplifier les procédures** pour l'éolien terrestre : Un cadre juridique et réglementaire stable et efficace donnera à tous les acteurs une visibilité sur le long terme, et permettra donc une programmation possible des investissements et du développement industriel. La nécessité d'une visibilité à long terme concerne aussi l'organisation d'un marché électrique intégrant une forte part de production variable à coût marginal faible.

Il convient également de mettre en cohérence le discours public et les objectifs affichés pour 2020 en **communiquant de manière régulière sur les aspects positifs du développement de l'éolien** (bénéfices environnementaux, compétitivité économique, développement industriel et entrepreneurial, création d'emplois, innovation,…), tout en soulignant les avancées sur les éventuels verrous au développement (gestion des impacts sur les paysages, gestion de la variabilité, impacts sur la faune aviaire…).

L'acceptation ou l'appropriation sociale nécessite de rendre plus efficaces et effectifs les processus locaux (concertation, éolien participatif) qui permettent d'intégrer dans la filière les éléments de cultures paysagères et le ressenti local. Afin de résoudre les conflits d'usage, il est nécessaire de développer des mécanismes de financement adaptés aux projets citoyens et participatifs de développement local qui permettent une meilleure appropriation sociétale de l'éolien.

3.2.3.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour l'éolien terrestre

Eolien terrestre	2030
Puissance installée	34 GW
Facteur de capacité	22%
Productible	Mtep : 5,6 TWh : 65

3.2.4. L'éolien en mer

3.2.4.a Contexte de l'éolien en mer

L'éolien en mer présente des performances techniques (volume et régularité de production) en moyenne supérieures à l'éolien terrestre. De plus, les conflits sur l'impact paysager sont potentiellement réduits. Même si les coûts des éoliennes maritimes sont plus élevés que celles sur terre, l'éolien en mer a sa place dans le bouquet énergétique pour la production d'électricité, d'autant plus que des leaders mondiaux français (Alstom, Areva) pourraient se positionner dans ce secteur en développement.

Dans le contexte d'une filière moins mature que celle de l'éolien terrestre, le tarif d'achat préexistant pour l'éolien en mer s'est avéré insuffisant pour faire émerger des projets jusqu'en 2011. L'Etat a donc décidé de lancer en 2011, un appel d'offres national. Les consortiums lauréats ont été désignés le 6 avril 2012 et ont annoncé des implantations industrielles en France. Un deuxième volet de l'appel d'offres a été publié en janvier 2013 pour deux zones supplémentaires. Dans ces conditions, à l'horizon 2015 – 2016 une dizaine de milliers d'emplois pourraient être générés, dont une grande partie de créations nettes, posant les fondations d'une filière visant également l'exportation. Les coûts de production actuels de l'électricité d'origine éolienne en mer sont fortement impactés par le risque sous-jacent, qui incite les investisseurs à exiger des taux de rentabilité élevés (de l'ordre de 13%).

Caractéristiques techniques	
Périmètre	Europe
Terme	2011
Puissance installée (MW)	5
Durée de fonctionnement (années)	20
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	3100
Coûts	
Investissement (€/kW)	3000 - 3900
dont raccordement (€/kW)	481 - 1170
Exploitation fixe (€/kW/an)	28 - 146
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
5,10%	84 - 144
8%	100 - 166
10%	112 - 181
13%	131 - 206

Le développement de l'éolien en mer en France aujourd'hui devra en effet faire face aux risques suivant : le risque géotechnique lié à la nature des sols et aux conséquences sur les fondations, le risque sur le gisement lié à un certain degré d'incertitude sur les gisements de vent réel sur chaque site, les risques constructeur, d'industrialisation et de développement lié au manque d'expérience des acteurs français sur ce secteur.

3.2.4.b. Vision de l'ADEME pour l'éolien en mer

Certes, les coûts de l'éolien en mer sont plus élevés que ceux de l'éolien terrestre, mais ils sont contrebalancés par un volume et une régularité de production supérieures, ce qui constitue un avantage indéniable pour son intégration au réseau électrique. En outre les conflits sur l'impact paysager sont potentiellement réduits. C'est donc une filière en développement qui a pleinement sa place dans le bouquet énergétique.

L'Agence Européenne de l'Environnement a également établi ce qui pourrait être une borne supérieure de la production éolienne maritime en France, estimant le gisement technique (sans aucune contrainte) à 2 000 TWh/an (en prenant en compte un périmètre de 50 km autour des côtes françaises).

Or d'après l'EEA, on peut considérer en première approximation que 4 % de la zone côtière entre 0 et 10 km peut accueillir des parcs éoliens, 10 % pour la zone 10–50 km et 25 % au-delà de 50 km. Le potentiel prenant en compte ces premières contraintes d'aménagement du territoire est alors ramené à 198 TWh/an, soit 65 GW installés avec un facteur de capacité de 35%.

Sur cette base, il est nécessaire de prendre en compte les contraintes environnementales et sociales, telles que l'impact visuel des parcs offshore et les conflits d'usages. Les études sur la biodiversité marine n'ont pour l'instant pas donné de signes indiquant des futures contraintes fortes.

i. Hypothèses retenues concernant l'éolien en mer

A l'horizon 2030, l'ADEME retient un gisement d'éolien mobilisable d'environ 12 GW, avec des machines de forte capacité (>6GW). Le scénario retenu correspond à une croissance plus faible que celle de l'éolien terrestre, notamment en raison des coûts d'investissement qui seront encore élevés entre 2020 et 2030. Il est cependant compatible avec les capacités de productions industrielles françaises prévisionnelles.

Concernant le facteur de capacité, on suppose qu'il pourra atteindre 35% dans le cas de l'éolien en mer.

A l'horizon 2030, on ne considère pas que l'éolien flottant aura atteint un degré de maturité suffisant pour prendre une part significative dans le mix électrique.

3.2.4.c. Principales conditions de réalisation

Il semble opportun de définir en droit français le statut juridique de l'éolienne flottante et de développer une réglementation pour rendre possible l'implantation d'éoliennes en Zone Economique Exclusive (notamment pour l'éolien flottant). Il faut aussi définir rapidement les zones de développement socialement et environnementalement acceptables qui permettent d'atteindre les objectifs.

Il faut également promouvoir les coopérations interprofessionnelles entre utilisateurs de la mer ou les synergies possibles : par exemple éolien et aquaculture, éolien et culture des algues, éolien et observation des côtes/trafic maritime ou des écosystèmes ou météorologique. Des expérimentations sont indispensables sur ces sujets et à intégrer au développement de la politique de R&D sur l'éolien.

3.2.4.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour l'éolien en mer

Eolien en mer	2030
Puissance installée	12 GW
Facteur de capacité	35%
Productible	Mtep : 3,2 TWh : 37

3.2.5. Le photovoltaique

Les technologies photovoltaïques peuvent être utilisées dans une grande variété d'applications, comprenant les petits systèmes dans le secteur résidentiel, les systèmes de moyenne puissance sur toitures agricoles[15], industrielles ou commerciales, les parcs photovoltaïques au sol de grande puissance[16] et les systèmes de puissance variable, non connectés au réseau, situés dans des sites isolés. Les systèmes PV peuvent donc être placés au centre du réseau de production d'énergie ou être déployés de façon décentralisée.

3.2.5.a. Contexte de l'énergie photovoltaïque

La production d'électricité photovoltaïque connaît une croissance importante au niveau mondial depuis plusieurs années. En 2012 le marché annuel est évalué à 77,5 milliards de dollars[17], soutenant approximativement 900 000 emplois[18]. La puissance mondiale cumulée est supérieure à 100 GW[19], correspondant à une production d'électricité de 120 TWh chaque année. Les prévisions d'installation annuelle du marché mondial, selon les scénarios de développement envisagées, vont de 27 à 47 GW (50-70 milliards d'euros d'investissement) en 2015 et de 59 à 135 GW (79-129 milliards d'euros d'investissement) en 2020[20]. En Europe, près de 17GW ont été raccordés au réseau en 2012, pour une puissance cumulée de l'ordre de 69 GW. Le PV produit plus de 2,5% de la demande en électricité en Europe.

En France, le marché du PV a représenté 3 milliards d'euros d'investissements en 2011 pour une production de 2 TWh et un total de 18 800 emplois[21]. Fin décembre 2012, le parc photovoltaïque français connecté au réseau est estimé à 4 GW environ22, contre 2,9 GW fin décembre 2011. En Allemagne, il est de plus de 32 GW.

[15] Voir avis ADEME serres photovoltaïques
[16] Voir avis ADEME des centrales PV au sol
[17] Estimation du cabinet américain IHS
[18] D'après EPIA, 30 emploi équivalent temps plein sont créés par MW (emplois directs et indirects)
[19] Market Report 2012, EPIA
[20] Source : Solar 6 generation, EPIA
[21] rapport éolien et photovoltaïque du Ministère du Redressement productif et du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, Sept 2012
[22] Sources : SOeS (tableau de bord éolien et photovoltaïque)

Par ailleurs, la production de modules ou de cellules représente une opportunité de diversification ou de relais de croissance pour de nombreuses entreprises françaises œuvrant dans le développement de technologies de fabrication innovantes (cellule, module ou électronique de puissance). La capacité française annuelle de production de modules est de 800 MW environ.

Actuellement, le coût de production de l'électricité photovoltaïque reste supérieur au coût de production de l'électricité provenant des filières conventionnelles. Mais le prix des systèmes PV baisse continûment avec une accélération ces dernières années, grâce à la réduction des coûts de production des divers composants, aux économies d'échelle23, au retour d'expérience, et à l'innovation. A l'inverse, les coûts de production de l'électricité provenant des filières conventionnelles augmentent de manière régulière. Dans ce contexte, le coût de production de l'électricité photovoltaïque devrait être comparable au prix de gros de l'électricité autour de 2030 et devrait être inférieur au prix de vente entre 2015 et 2020 selon les marchés24. Les tableaux suivants donnent une estimation des fourchettes de coût actuel pour une installation photovoltaïque en France (Nord, puis Sud). Le coût de production s'entend comme le Levelized Cost Of Electricity, calculé avec différents taux d'actualisation. [25]

[23] Depuis 1976, les prix baissent de 20% à chaque fois que la capacité installée double au niveau mondial. Le prix de gros des modules photovoltaïques en technologies silicium cristallin et couches minces a encore marqué une baisse importante allant de 35% à 45%, entre fin 2010 et fin 2011, selon la technologie et le pays de fabrication. Cette baisse régulière des prix et l'évolution à la hausse du prix de marché de gros de l'électricité permettent d'envisager une électricité photovoltaïque produite à un coût inférieur au prix de vente résidentiel avant 2020 en France (dès 2015 dans les régions très ensoleillées et marquées par un prix de l'électricité élevé).

[24] Solar Generation 6, EPIA, 2011

[25] Sources :

- Mott McDonald, « Cost of low-carbon generation technologies », mai 2011
- IRENA, « Renewable energy technologies: cost analysis series », juin 2012
- AIE, « Technology roadmap », 2010
- EPIA, « Solar Photovoltaics competing in the enegy sector », septembre 2011
- AIE - ETSAP, « Technology Brief E11 - Photovoltaic Solar Power », février 2011
- Fraunhofer ISE, « Studie Stromgesthungskosten Erneuerbare Energien », mai 2012
- P. Hearps et al. , « Renewable Energy Technology Cost Review », mai 2011
- PvXchange
- TURPE 3

Caractéristiques techniques			
	France - Nord		
	Résidentiel - Résidentiel IAB	Commercial - Industriel	Centrales au sol
Terme	2010		
Puissance installée (kWc)	2 - 4	100 - 500	2500
Durée de fonctionnement (années)	25		
Productivité (kWh/kWc)	850		
Coûts			
Investissement (€/kW)	2200 - 4805	1900 - 4004	1850 - 3204
dont coût fixe de raccordement (€)	739 - 1408	1612 - 17628	
dont coûts variables de raccordements (€/mètre)	-	56,27 - 78,19	
Exploitation fixe (€/kW/an)	5 - 48	5 - 40	5 - 32
Coût de production total (€/MWh)			
5,10%	182 - 442	158 - 368	154 - 295
8%	230 - 547	200 - 456	195 - 365
10%	265 - 623	230 - 519	224 - 415

Caractéristiques techniques			
	France Sud		
	Résidentiel - Résidentiel IAB	Commercial - Industriel	Centrales au sol
Terme	2010		
Puissance installée (kWc)	2 - 4	100 - 500	2500
Durée de fonctionnement (années)	25		
Productivité (kWh/kWc)	1450		
Coûts			
Investissement (€/kW)	2200 - 4805	1900 - 4004	1850 - 3204
dont coût fixe de raccordement (€)	739 - 1408	1612 - 17628	
dont coûts variables de raccordements (€/mètre)	-	56,27 - 78,19	
Exploitation fixe (€/kW/an)	5 - 48	5 - 40	5 - 32
Coût de production total (€/MWh)			
5,10%	107 - 259	93 - 216	90 - 173
8%	135 - 321	117 - 267	114 - 214
10%	155 - 365	135 - 304	131 - 243

Estimation des coûts des systèmes PV en 2012, selon différentes études

Estimation des coûts des systèmes PV en 2012, selon différentes études

* Coût de raccordement hors transformateur pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA.

Les impacts environnementaux relatifs aux systèmes PV se limitent principalement à la phase de fabrication des composants et en particulier des modules PV. Les temps de retour énergétique se situent désormais entre 1 et 2,5 ans selon les technologies de modules et les émissions de CO_2 équivalent entre 40 et 60 g/kWh selon les technologies avec un ensoleillement de 1400 kWh/m², pour une centrale au sol de grande puissance.

3.2.5.b. Vision de l'ADEME pour le photovoltaïque

Avec ou sans tarifs d'achat garantis, la demande sera conditionnée par la taille des sites fournissant l'électricité au réseau (une seule installation photovoltaïque ou des groupements d'installations) et par le mode d'exploitation de l'électricité produite. Cela peut aller de l'installation décentralisée (quelques kW) dont la production et la consommation sont optimisées localement, à l'installation centralisée (du MW à plusieurs centaines de MW) dont la production et la consommation sont optimisées globalement vis-à-vis du système électrique. Il en résulte quatre segments principaux :

- les centrales photovoltaïques au sol, installées sur des sites spécifiques non agricoles ;

- les bâtiments existants munis de grandes toitures et/ou les maisons individuelles où l'on valorise les toitures (agricoles, commerciales, industrielles, etc...) en y intégrant des modules photovoltaïques sans préférence notable d'orientation ;

- l'habitat et les bâtiments neufs, que les normes de construction et les modes d'utilisation de l'énergie rendent autonomes en termes de besoins électriques ou producteurs, voire vendeurs d'énergie électrique ;

- les quartiers – voire les villes – solaires (0,1 à 10 GWh/an) dont l'objectif est d'optimiser le bilan électrique annuel de plusieurs milliers d'habitants ou d'occupants de bureaux.

A partir de la base de données topographique de l'IGN, l'ADEME dispose du gisement disponible par type de bâtiment, selon leur orientation et les surfaces non accessibles (cheminées, …).

Ces données, couplées à des coefficients d'abattement permettent d'estimer le gisement technique maximal mobilisable à l'horizon 2030 selon trois classes de bâtiment considérées :

- BATI_INDUSTRIEL : surface de toits de bâtiments de plus de 20 m2 à caractère industriel, commercial ou agricole : Bâtiment agricole, Bâtiment commercial, Bâtiment industriel, Serre, Silo : elle représente 1415 km²
- BATI_REMARQUABLE : surface de toits de bâtiments administratifs, religieux, sportifs, et relatifs au transport de plus de 20 m^2 : elle représente 75 km².
- BATI_INDIFFERENCIE : surface des autres bâtiments de plus de 20 m² ne possédant pas de fonction particulière: 3913 km²

Parmi ces 5400 km² de toiture, l'ADEME a considéré que seuls 3800 km² pourront accueillir de systèmes photovoltaïques dû à des règles d'urbanisme :

- La classe BATI_REMARQUABLE peut être exclue car elle comprend les châteaux, les monuments. dans une première approximation
- En première approximation, la surface des toits des villes ayant plus de 150 monuments historiques a été retranchée.

Des ratios sont ensuite appliqués pour estimer les surfaces de toits pouvant en pratique produire de l'électricité d'origine photovoltaïque (une fois les effets d'ombrage, d'orientation, velux … considérés notamment) :

	Surface totale retenue (km²)	Pourcentage de toiture apte à la production d'électricité PV	Potentiel maximal (GW) correspondant [26]
Bâti indifférencié	3798	6,5%[27]	34
Bâti industriel	1415	30%	59

Le potentiel maximal de toitures techniquement valorisables pour la production photovoltaïque est donc de 93 GWc.

i. Hypothèses retenues pour le photovoltaïque décentralisé

Le segment « PV décentralisé » correspond aux installations PV en toiture des bâtiments résidentiels, de puissance nominale inférieure à 9kW. Ne sont pas prises en compte les installations PV ayant la fonction d'allège, de mur-rideau, de bardage, de garde-corps ou de brise soleil.

Evaluation du gisement technique et objectif ADEME

Les données précédentes décrivent le parc de logements en 2012.

En 2030, pour un scénario tendanciel, la croissance annuelle des surfaces disponibles est environ de 25 km² pour le résidentiel. Avec l'hypothèse de 6,5% des surfaces exploitables pour le résidentiel, l'accroissement annuel est donc de 1,625 km², ce qui représente 0,2 GW/an[28]. En ajoutant à cela des hypothèses de hausse de rendement, un potentiel technique maximal d'environ 40 GW installés d'ici à 2030 peut être raisonnablement estimé pour le photovoltaïque décentralisé (pour la classe Bâti indifférencié).

Face à ce potentiel très élevé et en prenant en compte les capacités industrielles françaises, notre scénario considère l'installation de 400 MW/an de puissance sur le segment [0; 9 kW] entre 2012 et 2030 pour une puissance totale de 8 GW en 2030, ce qui représente seulement 20% du gisement disponible.

Economie du PV et obligation réglementaires

La réglementation thermique RT2012 porte sur les bâtiments neufs, et impose une obligation de recours aux EnR pour toute maison individuelle neuve. Cependant ce seront principalement des sources EnR de type chauffe-eau thermodynamique qui seront déployées dans le cadre de cette réglementation. La RT2012 et la « RT2012 existant » ne vont ainsi probablement pas contribuer massivement au déploiement du PV dans les bâtiments. La RT2020 imposera aux bâtiments neufs d'être BePOS et donc de produire de l'électricité, mais son application se limitera aux bâtiments neufs. La « RT2020 existant »

[26] Sur la base d'une moyenne de 140W/m²

[27] Bergamasco, L., Asinari, P., 2011. Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to Piedmont Region (Italy). *Solar Energy* 85, 1041-1055. Les valeurs sont celles montrées dans le tableau 1.

[28] Croissance annuelle qui ne tient pas compte de l'augmentation des rendements

pourrait en revanche avoir un impact conséquent ne sera probablement appliquée qu'à certains segments de bâtiments pour ne pas bloquer le marché de la rénovation.

Pour un particulier, lorsque le prix de vente de l'électricité issue du réseau égalera le coût du kWh PV (parité réseau), il n'est pas certain que le particulier décide immédiatement de poser un système PV sur son toit. Il y aura probablement une valeur seuil du ratio prix de vente du kWh issue du réseau/coût du kWh PV qui déclenchera, parmi d'autres facteurs de décisions (disponibilité installateurs, qualité installation…), la décision de poser un système PV en toiture.

ii. Hypothèses retenues pour le photovoltaïque centralisé (système PV > 9kW)

Considérons à présent les installations de puissance nominale supérieure à 9 kW qui correspondent, en première approximation, aux systèmes PV installés sur bâtiments tertiaires, commerciaux et industriels et aux centrales au sol.

Evaluation du gisement technique et objectif ADEME

Le gisement potentiel des centrales photovoltaïques au sol sans impact sur l'agriculture (friches) en France a été analysé par Price Water House Coopers : il est estimé à 12 GW pour des parcs solaires sur des surfaces non agricoles. La surface exploitable des toitures des bâtiments tertiaires, industriels et commerciaux est estimée à 1415 km². En prenant comme hypothèse, que 30% de la surface peut-être équipée de modules PV[29] et en supposant une puissance de 140 W/m², le potentiel théorique actuel du secteur industriel est de 59 GW environ. En conclusion, le gisement technique relatif aux friches et grandes toitures est de l'ordre de **71 GW**.

En supposant une croissance annuelle des surfaces disponibles de 12 km², **le potentiel théorique de ce gisement à l'horizon 2030 peut être estimé à environ 115 GW**, en considérant également les gains de rendement sur les systèmes.

Le scénario finalement retenu par l'ADEME est très en deçà de ces chiffres théoriques, puisqu'avec environ 1,15 GW/an de systèmes PV centralisés installés par an, la capacité installée en 2030 serait de 23 GW.

Economie du PV, tarifs d'achat, et obligation réglementaires

Le principal dispositif de soutien de la demande, décrit dans le paragraphe précédent, est le tarif d'achat de l'électricité produite par le système PV, mis en place à partir de 2000. Depuis 2011, ce tarif d'achat est établi dans le cadre d'appels d'offre pour les systèmes PV de puissance nominale supérieure à 100 kW.

La décroissance des prix des composants, liée à l'amélioration de la performance des systèmes permet au PV d'être déjà compétitif dans certaines régions du globe. Le prix des systèmes PV qui a connu une baisse significative ces dernières années, entraînés par la

[29] Selon l'étude « Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to Piedmont Region (Italy), Luca Bergamasco, Pietro Asinari (février 2011) » , réalisée dans la région du Piémont en Italie, la surface exploitable des bâtiments industriels a été évaluée à 30% environ .

baisse du prix des modules PV (5,1 €/W en 2006 contre moins de 0,9 €/W pour les modules PV classiques en technologie silicium cristallin en 2012), continuera de décroître dans les prochaines années et après 2020. En France, la production d'un système PV fixe raccordé au réseau orienté et incliné de façon optimale varie de 850 kWh/kW au nord à 1450 kWh/kW au sud. **Il apparaît donc que, dans le sud de la France, à l'horizon 2030, le prix d'une centrale PV au sol serait 0,86 EUR/W correspondant à un coût de production de l'électricité (LCOE) de l'ordre de 79 EUR/MWh environ[30].**

La réduction du coût des systèmes PV sera portée par des améliorations technologiques incrémentales (wafers, cellules, modules et BOS), des améliorations liées à une augmentation de la productivité, une réduction du coût des matériaux actifs (silicium de qualité solaire pour les technologies en silicium cristallin), les effets d'échelle liés à l'augmentation des volumes de production et l'optimisation de la conception des systèmes.

iii. Hypothèses retenues concernant l'évolution des rendements

Les transferts technologiques de la recherche vers l'industrie vont avoir pour conséquence une augmentation des rendements de conversion au cours du temps. Dans nos hypothèses d'évolution de rendement à l'horizon 2030, les rendements modules figurant dans le tableau ci-dessous ont été retenus :

	2012	2015	2020	2025	2030
Si cristallin	14,0%	15,1%	16,7%	17,8%	20,7%
Couches minces	11,0%	11,9%	13,5%	14,3%	15,0%

Hypothèse d'évolution des rendements système

Nous avons retranché 1% aux rendements « module » pour obtenir les rendements systèmes (rendement BoS et câbles de l'ordre de 90%). Pour les systèmes intégrés ou liés au bâtiment, la technologie silicium cristallin a été considérée comme majoritaire. Pour ce qui est des centrales au sol, une répartition de 60 % de systèmes en technologie silicium cristallin et 40% en technologie couches minces a été fixée.

En première approximation, la dégradation continue des modules n'a pas été prise en compte : l'hypothèse faite est que les systèmes PV sont fiables et ont une performance comme attendue lors de leur installation.

3.2.5.c. Principales conditions de réalisation

Afin d'atteindre ces objectifs, on peut mettre en avant les principales conditions suivantes :

→ **Continuer à accompagner le déploiement de l'énergie PV** vers la parité réseau en le différenciant progressivement selon la zone géographique afin de limiter la pression foncière dans le sud de la France.

[30] Avec un taux d'actualisation de 8%.

→ **Renforcer les critères environnementaux** pour bénéficier des dispositifs de soutien (qu'il s'agisse des tarifs d'achat ou des appels d'offres) afin de favoriser les produits les moins impactants pour l'environnement.

→ En ce qui concerne le **recyclage**, les modules photovoltaïques entrent désormais dans le champ de la Directive Européenne des Déchets d'Equipements Electriques et Electroniques (DEEE) et les fabricants sont dans l'obligation de recycler les modules PV. Mais il est important de soutenir la structuration de cette filière à partir de 2020.

→ Pour les grandes installations, **favoriser le déploiement sur les grandes toitures**, en rendant ces dernières de nouveau éligibles aux tarifs d'achat. L'utilisation des grandes toitures permet de minimiser l'impact paysager, la pression foncière et les coûts de raccordement (car zones urbaines ou semi-urbaines).

→ En préparation de la RT2020, soutenir, par des appels à projets spécifique, **le développement de solutions répondant à des critères renforcés d'intégration au bâti** (éventuellement limitée au cas des bâtiments neufs) afin de permettre l'émergence de produits se démarquant vraiment de l'intégration simplifiée, avec un réel objectif de qualité de l'installation, voire de multifonctionnalité (par exemple couverture et isolation, modules hybrides PV/T).

→ Dans une perspective de forte augmentation de la puissance PV installée, la mise en place progressive et bien calibrée d'une politique de soutien **favorisant l'autoconsommation** permettra de limiter les effets de la pointe de production diurne sur le réseau et le marché de l'électricité. Les coûts actuels des systèmes PV ne permettent pas encore d'envisager un développement spontané de l'autoconsommation. La mise en place, en priorité dans les DOM, d'une rémunération adéquate des kWh autoconsommés pourrait permettre le développement de ces solutions tout en diminuant l'impact des tarifs d'achat sur la CSPE.

3.2.5.d. Bilan du scénario de l'ADEME pour le photovoltaique

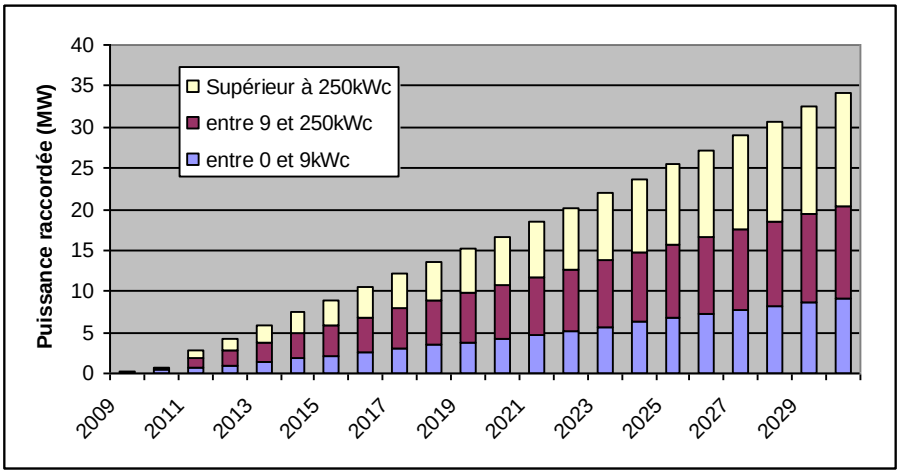
Nos prévisions sont basées sur le fait que le silicium cristallin restera la technologie de modules majoritairement utilisée jusqu'en 2030. Par conséquent, il n'est pas considéré de problème de disponibilité des ressources en matières premières.

A l'horizon 2020, notre scénario prévoit une puissance installée cumulée se situant entre 16 et 17 GW. Cet objectif est en cohérence avec le développement de la filière industrielle française dont la capacité de production de modules PV à la fin 2012 est estimée à 800 MW environ[31]. Il correspondrait à une puissance installée moyenne annuelle de 1,55 GW environ (2012-2020)[32]. Cela implique la révision à la hausse de l'objectif Grenelle mais cela reste soutenable financièrement avec un ajustement des tarifs d'achat à la baisse concernant l'intégration simplifiée et les centrales au sol.

A l'horizon 2030, l'objectif de puissance installée cumulée se situerait dans une fourchette de 32 à 34 GW.

[31] Source : Etude Marchés et Emplois ADEME 2012

[32] La puissance PV cumulée installée à la fin 2012 est estimée à environ 4 GW.



Projections d'évolution de la puissance nominale PV installée en France

La puissance installée annuelle, pour la période 2021-2030 se situerait entre 1,5 et 2 GW avec un objectif de 10-12 GW installé pour les systèmes de moyenne puissance (9-250 kW) et de 13-15 GW pour les systèmes de grande puissance (> 250 kW), dont le potentiel arriverait relativement rapidement à saturation (centrales au sol). Le démantèlement des systèmes en fin de vie a été pris en compte dans le calcul de la puissance installée annuelle, mais son impact ne devient significatif qu'à partir de 2041.

Le tableau ci-dessous présente nos prévisions de puissance installée annuelle par typologie de systèmes, pour la période 2012 – 2030.

Croissance GW/an	2012-2020			2021-2030		
	IAB	ISB	au sol	IAB	ISB	au sol
entre 0 et 9kWc	0,1	0,3	0	0,1	0,3	0
entre 9 et 250kWc	0,1	0,5	0	0,1	0,35	0
Supérieur à 250kWc	0	0,1	0,45	0	0,05	0,75

Croissance annuelle par tranche de puissance et typologie de système PV

Dans notre scénario, les capacités installées par an restent cohérentes avec les capacités de production de modules qui seraient localisées en France à cet horizon. Une étude récente menée par l'ADEME montre que les laboratoires et industriels français ont la capacité, grâce à la mise en œuvre d'un certain nombre d'innovations clés, de réduire drastiquement leur coût de production dans les prochaines années. Le déploiement de système PV pourra donc être un levier de création d'emplois en France. En parallèle de cette baisse des coûts des modules, dont une part relativement importante continuera à être importée à court terme, on peut toutefois noter que les coûts liés à la pose des systèmes sont amenés à baisser de façon beaucoup moins forte. Il en résulte que la part relative de la valeur ajoutée en France du déploiement du photovoltaïque est croissante. A titre d'illustration, on peut constater que la part de la valeur ajoutée située en aval de la filière (étude, installation, commercialisation) est passée de 25% en 2006 à 50 % en 2011, par rapport à l'investissement global incluant les fournitures d'équipements.

Le tableau ci-dessous synthétise les hypothèses retenues dans le cadre de l'étude et rappelle les prévisions de puissance PV installée.

	2012	2030
Rendements moyens système (%)		
Technologies Si cristallin	14%	21%
Technologies Couches minces	11%	15%
Puissance potentielle sur bâtiments (GWc)		
BATI_INDIFFERENCIE	35 GWc	40 GWc
BATI_INDUSTRIEL	59 GWc	101 GWc
Puissance installée raccordée (GWc)		
entre 0 et 9kWc	1 GWc	8 GWc
entre 9 et 250kWc	2 GWc	11 GWc
Supérieur à 250kWc	1 GWc	14 GWc
Total en GWc	**4 GWc**	**33 GWc**
Nombre d'installations raccordées		
entre 0 et 9kWc	355 043	2 891 066
entre 9 et 250kWc	22 936	154 280
Supérieur à 250kWc	662	6 301
Total installations	**378 641**	**3 051 647**

En résumé :

L'estimation du productible est basé sur un nombre d'heure équivalent pleine puissance de 1150 h à 1200h. Le nombre d'heure de fonctionnement à puissance nominale moyen pour le PV varie en France entre 850 et 1400 du Nord au Sud (et selon la typologie de systèmes). 1150 à 1200h correspondent à une moyenne pondérée, basée sur le fait que les systèmes photovoltaïques seront plus majoritairement installés dans la partie Sud de la France (dans des régions ayant un nombre d'heures équivalent pleine puissance compris entre 1050 et 1400).

	2030
Puissance installée GW	33
Productible	Mtep : 3,4 TWh : 38,5

3.2.6. Le solaire thermique

3.2.6.a. Contexte du solaire thermique

Le Grenelle de l'environnement prévoit une contribution notable de la filière solaire thermique au chauffage et à l'eau chaude sanitaire dans l'habitat avec une distinction équipement individuel / collectif ; les objectifs initiaux, en matière de contribution annuelle à l'horizon 2020, sont respectivement pour l'individuel et le collectif de 817 ktep (17 ktep en 2006) et 110 ktep (10 ktep en 2006). Face à ces objectifs ambitieux, les obstacles principaux à surmonter sont la diminution des coûts, l'amélioration des performances des systèmes installés et des besoins importants de formation professionnelle.

Différents dispositifs de soutien ont été mis en place pour favoriser le déploiement du solaire thermique, notamment le Crédit d'Impôt Développement Durable pour les particuliers, et le fonds chaleur pour les installations solaires collectives.

Sous cette impulsion, le marché français, en matière de surface de capteurs installés, a rapidement évolué depuis une petite dizaine d'années. La période 2005-2008 a été l'occasion d'une croissance marquée pour les différents systèmes proposés (chauffe-eau solaire individuel CESI, système solaire combiné SSC et collectif). Cependant, depuis 2008, la tendance s'est inversée : comparativement au scénario de développement prévu dans la PPI Chaleur[33], on observe depuis 2008 un décrochage important entre la courbe correspondant aux objectifs et la trajectoire réelle, en matière de surface de capteurs installés. . Un point positif concerne le segment de marché du collectif avec une croissance constante, atteignant 104 000 m² en 2011[34].

Avec un marché 2010 en métropole inférieur à 258 000 m², le parc brut installé est supérieur à 2 millions de m² (1,4 GWth) pour une production associée qui devrait dépasser les 80 ktep.

[33] Programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur (période 2009-2020)
[34] Source : Uniclima, Enerplan

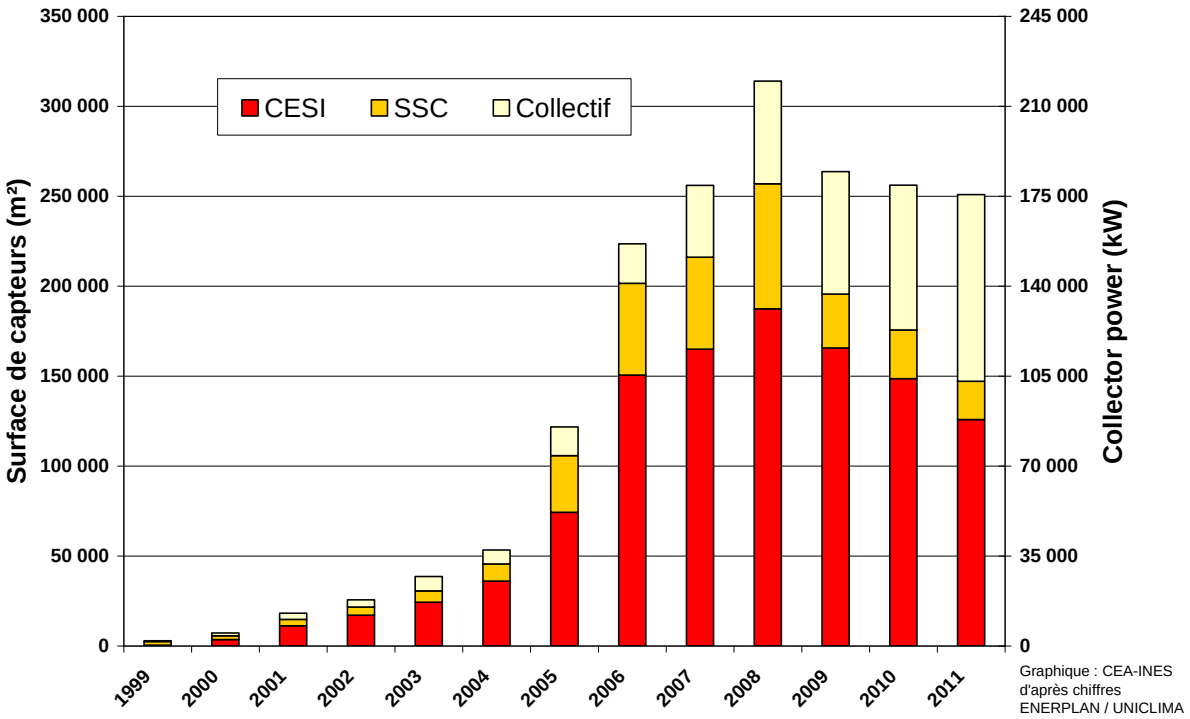


Figure 1 : Evolutions du marché français (m²/an)

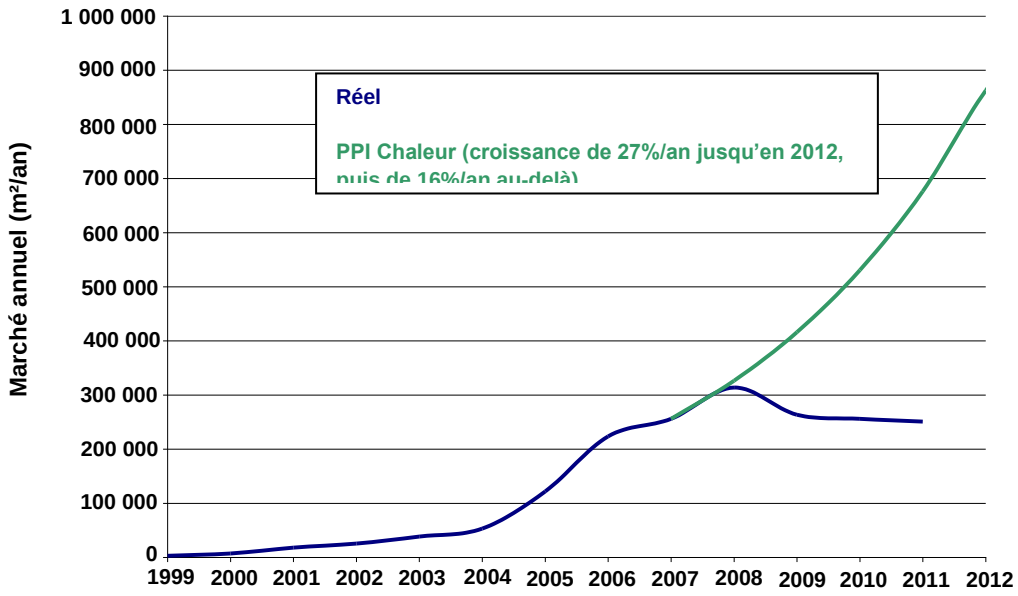


Figure 2 : Comparaison trajectoires nationales PPI Chaleur et réelle

Malgré le soutien apporté à cette filière, ces coûts de revient restent très élevés. Avec la méthode internationale harmonisée d'évaluation du coût de production d'énergie dit

« LCOE » (Levelized Cost of Energy), une durée de vie de 20 ans, et un taux d'actualisation de 6%, le coût de production d'un kWh solaire est de l'ordre de :

- 170 €/MWh (Sud) à 270 €/MWh (Nord de la France), dans le collectif

- 400 €/MWh (Sud) à 600 €/MWh (Nord de la France), dans l'individuel

- 310 €/MWh (Sud) à 440 €/MWh (Nord de la France), pour les SSC

Les coûts de production actuel de la chaleur solaire thermique sont données dans le tableau suivant y compris pour les applications résidentielles[35].

Caractéristiques techniques			
Périmètre	France Nord		
Type	CESI*	SSC**	STC***
Terme	2010		
Durée de fonctionnement (années)	20		
Productivité (kWh/m²/an)	200	250	400
Coûts			
Investissement (€/m²)	1462	1322	1136
Exploitation fixe (€/m²/an)	négligable		10 - 15
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
5,10%	563	407	244 - 256
8%	689	499	293 - 305
10%	781	565	328 - 341

Caractéristiques techniques			
Périmètre	France Sud		
Type	CESI*	SSC**	STC***
Terme	2010		
Durée de fonctionnement (années)	20		
Productivité (kWh/m²/an)	300	350	600
Coûts			
Investissement (€/m²)	1462	1322	1136
Exploitation fixe (€/m²/an)	négligable		10 - 15
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
5,10%	375	291	162 - 171
8%	460	356	195 - 204
10%	520	403	219 - 227

* CESI = Chauffe-eau solaire individuel

**SSC = Système solaire combiné

***STC = système solaire collectif

[35] Sources :

- Observ'ER, « Enquête sur la filière thermique collective - Enquête sur le marché 2010 des applications individuelles solaires thermiques », 2011

3.2.6.b. Vision de l'ADEME pour le solaire thermique

Les retours d'expérience sur le solaire thermique ainsi que la concurrence forte des chauffe-eau thermodynamique ont été pris en compte dans cette vision de l'ADEME, qui propose de répartir et dépasser l'objectif Grenelle en ciblant deux nouveaux usages non explicités dans le Grenelle : l'industrie et les réseaux de chaleur. Ceci est en cohérence avec la nouvelle feuille de route stratégique de recherche sur le solaire thermique de l'ADEME, ainsi qu'avec les travaux de l'European Solar Thermal Technology Platform (ESTTP).

L´étude « Potential of Solar Thermal in Europe » d'ESTIF présente un potentiel de parc européen installé en 2050 entre 5,3 et 8 m²/habitant d'après le scénario (« Advanced Market Deployment » ou « Full R&D and Policy Scenario »), conduisant à un potentiel maximal de de surface installée en France entre 371 et 560 millions de m² (*hypothèse 2050 : 70 millions d'habitants en France*).

i. Hypothèses retenues dans les bâtiments

Les systèmes solaires thermiques répondent à un usage et à des besoins pour différentes applications. Leur conception et leur mise en œuvre doit avant tout tenir compte de cette donnée côté « demande ». L'ADEME envisage dans cette vision un déploiement moindre dans le résidentiel que ce qu'avait visé le COMOP 10 du Grenelle. Ceci est principalement dû, entre 2012 et 2030 à la forte concurrence des systèmes thermodynamique de production d'eau chaude. Malgré un manque de recul important sur les performances et la durabilité des Chauffes Eau Thermodynamiques, les systèmes solaires actuels offrent en effet actuellement des performances environnementales comparables aux systèmes thermodynamiques pour un coût plus élevé ; ces derniers vont donc concurrencer assez fortement les CESI à partir de la mise en vigueur de la RT 2012. On pourrait envisager à l'horizon 2020 un durcissement de la réglementation, favorisant les systèmes avec un COP très élevé. En effet, les constructeurs commencent à travailler sur des systèmes solaires à appoint thermodynamique, ce qui en améliorerait notablement le COP, qui pourrait atteindre en 2030 une valeur de 5.

Toutefois, pour des raisons de prudence par rapport à ces développements technologiques en cours, l'hypothèse retenue est la couverture grâce au solaire en usage direct de 9% des besoins d'énergie finale en ECS, soit 350 ktep, répartis entre :

- 200 ktep pour le résidentiel individuel, correspondant à environ 2,5 millions de logements équipés. Notons, que dans ces visions, le nombre de logements neufs d'ici 2030, serait d'environ 6 millions, auxquels 4 millions de rénovations lourdes de maisons sont à ajouter. 25% des logements neufs ou en rénovation lourde seraient donc équipés de CESI.
- 150 ktep pour le collectif tertiaire.

ii. Hypothèses retenues dans l'industrie

Pour l'industrie, trois technologies sont prises en compte à l'horizon 2030 pour couvrir des besoins de production de chaleur ou les besoins de froids industriels positif ou négatif :

- production d'eau chaude par des capteurs plans ou sous vides à des niveaux de température entre 50 et 130°C. On assiste d'ores et déjà à des développements spécifiques de nouveaux capteurs adaptés aux applications industrielles permettant de réduire les coûts d'installation. (capteurs plans de grande taille, capteurs sous vide à assembler sur site…)
- production de vapeur industrielle (environ 250°C) par des capteurs solaires thermodynamiques à concentration type Fresnel Ce créneau de marché est dépendant du déploiement de technologies qui ne sont pas encore matures, telles que les technologies à concentration (concentrateur parabolique et concentrateur Fresnel), mais il n'est pas à négliger.
- production de froid pour l'industrie par machine à absorption couplée à des capteurs solaires

Les besoins en températures inférieures à 200°C représentent environ 30% des besoins de chaleur.

Table 1. Distribution of heat needs (0-100°C and 100-200°C) between industrial sectors

		Temperature ranges	
NACE code	Industrial branches	0 – 100 ℃	100 – 200℃
21	Pulp, paper and paper products	10 %	35 %
15	Food products and beverages (tobacco, dairy and sugar industries excluded)	25 %	9 %
25	Rubber and plastic products	5 %	9 %
15.5	Dairy products	10 %	3 %
15.83	Sugar industry	9 %	3 %
34 & 35	Transport equipments	7 %	1 %
26.5	Cement, lime and plaster	1 %	5 %
27.1	Basic iron, steel and ferro-alloys	2 %	3 %
Total (per column)		69 %	68 %

Source: CEREN

Source :The heat recovery potential in the French Industry : which opportunities for heat pump systems ? Dupont / EDF - 2009

Comme le montre le tableau précédent, les secteurs IAA, du papier-carton, et du plastique/plasturgie concentrent 60% des besoins entre 0-100°C et 100-200°C de l'industrie. Ils représentent en outre 30% de la consommation de combustible (hors matière première) de l'industrie.

Pour estimer le potentiel dans l'industrie, nous nous appuyons sur les coûts d'investissement et de production de la chaleur industrielle solaire suivants :

- Coûts d'investissement sur l'installation variant entre 450 et 1100 €/kWth (Données disponibles pour environ la moitié des usines recensées et uniquement capteurs plans et sous vides).
- Coût de l'énergie solaire produite de 40 €/MWhth (Valeur basée sur un calcul théorique de l'INES pour un système de capteurs sous vide fonctionnant en France – 20 €/MWh en Afrique du nord).

Etant donné ce contexte contraint, l'ADEME considère que le solaire thermique pourra contribuer à hauteur de 0,5 Mtep au besoin de l'industrie.

Type d'industrie	2010	2030
IAA (NCE 12,13,14)		**0,33**
Papier-Carton (NCE 35)		**0,13**
Plastique/plasturgie (NCE 36 et 37)		**0,04**
Total Mtep	**0, 0005**	**0,5**

iii. Hypothèses retenues sur les réseaux de chaleur

L'utilisation du solaire thermique pour alimenter les réseaux de chaleur est déjà actuellement une pratique courante dans les pays nordiques. Il présente en outre un certain nombre d'opportunités :

- des procédés continus permettant d'atteindre des taux de couverture importants,
- un potentiel énergétique très important dans la plage de température concernée (inférieure à 90°C) permettant des baisses de coûts significatifs,
- du personnel possédant sur site un niveau de technicité élevée permettant une exploitation/maintenance optimale,
- un moyen pour atteindre une plus grande indépendance énergétique pour tous les abonnés du réseau.

L'intégration du solaire thermique sur un réseau est dimensionnée de façon à couvrir les besoins d'été du réseau de chaleur, c'est-à-dire principalement la fourniture d'eau chaude sanitaire. En France ce type d'utilisation de la chaleur solaire commence à apparaître.

En 2030, l'ADEME envisage un fort déploiement sur les réseaux de chaleur, avec l'installation moyenne de 10 000 m² de panneaux solaires pour 300 réseaux de chaleur.

En supposant une productivité moyenne de 600 kWh/m².an, le gisement accessible à la chaleur solaire par le biais des réseaux est ainsi d'environ 155 ktep.

3.2.6.c. Principales conditions de réalisation

Le déploiement de solaire thermique pour l'industrie va se heurter à un certain nombres de verrous technico-économiques (besoin de foncier au sol ou en toiture, notamment pour les technologies Fresnel ou parabolique, coût d'investissement au regard de la productivité solaire et du coût des autres énergies fossiles, nécessité d'un appoint ou de stockage, mais aussi de verrous organisationnels (comme la mise au point de nouveaux modèles d'affaire permettant par exemple de vendre des kWh solaires), et surtout un fort verrou sociologique de l'acceptation du solaire dans un contexte industriel habitué à de l'énergie à la demande, en quantité et à très faible coût.

Au vu de ces contraintes, il est raisonnable de penser que le solaire sera d'abord considéré comme un appoint sur des installations existantes venant diminuer la consommation de combustible fossile.

D'un autre côté, une variable pourrait contribuer à relaxer cette contrainte. En effet, un coût élevé pour les industries de la tCO_2 pourrait faciliter l'intégration des sources d'énergies renouvelables à leur mix, la réduction des consommations énergétiques et la récupération de la chaleur fatale.

La compétitivité est l'enjeu majeur pour le solaire thermique. A l'instar de toute technologie innovante et en gain de croissance, cette question reste centrale et prépondérante pour favoriser la pénétration de l'énergie solaire thermique et le déploiement massif des solutions associées.

Pour atteindre un niveau de compétitivité suffisant, de nombreux leviers potentiels existent et peuvent être actionnés simultanément :

- L'innovation en matière de domaines d'application : élargissement de l'assiette des applications technologiques tout en s'assurant de la durabilité et de la pertinence des solutions proposées,
- L'amélioration de l'adaptation des systèmes solaires à l'existant et l'augmentation des usages : notamment pour la production d'ECS, cette amélioration pour les bâtiments existants est un enjeu primordial, en considérant non plus un système solaire et un appoint mais un système global de production de chaleur facile à intégrer dans le logement, la maison ou le bâtiment,
- Le potentiel d'hybridation des solutions développées ou de mutualisation des infrastructures nécessaires à la mise en œuvre,
- La baisse des coûts des systèmes installés, notamment grâce à leur simplification (montage en « kits plug and play », gestion, maintenance) et à leur packaging (systèmes préassemblés en usine par exemple),
- L'innovation en termes de modèles d'affaire et d'offres de financement pour faciliter l'accès et l'investissement des usagers pour des systèmes solaires thermiques,
- En lien avec le point précédent, la mise en place de garanties pour les systèmes proposés ne peut qu'accélérer et encourager l'investissement des usagers, et donc renforcer la pénétration de l'énergie solaire thermique dans le système énergétique.

Enfin, un durcissement de la réglementation thermique des bâtiments pourrait, à l'horizon 2020, favoriser le déploiement de solaire d'eau chaude sanitaire solaire à très haute performance (notamment grâce à l'intégration d'appoint thermodynamique).

3.2.6.d. Bilan de la vision de l'ADEME pour le solaire thermique

A l'horizon 2030, la production énergétique issue des installations solaires thermiques participe majoritairement à l'alimentation (chaud, froid et eau chaude sanitaire) des secteurs résidentiel/collectif/tertiaire et industriel. Différentes évolutions incrémentales ont permis à la filière d'atteindre les objectifs, fixés par le Grenelle de l'Environnement

Ces évolutions ont permis de réduire le coût du kWh solaire entre 50% et 80% quel que soit la zone géographique et le site d'implantation considérés. Toutes les installations sont équipées d'un système de contrôle-commande et de monitoring afin de permettre un suivi dans le temps des performances, une réduction drastique des coûts d'exploitation/maintenance (corrective) et un comptage précis des kWh produits pour des moyennes et grandes installations spécifiques.

L'installation de systèmes solaires thermiques, compétitifs, efficaces et éventuellement en association avec d'autres systèmes énergétiques, dans le résidentiel neuf et au cours des étapes de rénovation des bâtiments sont deux voies qui ont permis d'augmenter significativement la part du solaire thermique dans la production énergétique renouvelable.

En parallèle, de nouveaux domaines d'applications ont émergés, soit les applications industrielles (chaud et froid), et d'alimentation de réseaux de chaleur et de froid. Ces installations étant plus centralisées, leur déploiement sur quelques centaines de sites pourrait permettre de produire une part importante de la chaleur solaire thermique.

Productible solaire thermique (Mtep)	2030
Alimentation des réseaux de chaleur par le solaire thermique	0,15
ECS pour les particuliers	0,2
ECS collectif/tertiaire	0,15
Industrie	0,5
Total	**1 Mtep**

3.2.7. La géothermie

3.2.7.a. Contexte de la géothermie

La ressource géothermique ou assimilée (nappe, sol, eaux usées, eaux de surface ou eau de mer) permet de produire principalement de la chaleur et/ou du froid mais également de l'électricité.

Par soucis de simplification, l'estimation des potentiels de production d'origine géothermique est scindée en deux parties : **la production « décentralisée » et la production « centralisée ».**

La production de chaleur, d'ECS et/ou de froid liés aux **systèmes « décentralisés »** d'origine géothermique s'applique aux secteurs du résidentiel individuel et du petit collectif ou petit tertiaire d'une surface de bâtiment inférieure à 1000 m², tels que :

- La géothermie dite superficielle ou Très Basse Energie et impliquant la mise en œuvre de pompes à chaleur. Celles-ci peuvent être couplées à l'installation de capteurs enterrés horizontaux ou verticaux, de champs de sondes, d'échangeurs compacts (type corbeilles géothermiques), ou de géostructures. Elle concerne des horizons géologiques superficiels (profondeur < 400m, typiquement **100 à 200 m**), dans lesquels la température n'est pas suffisante pour valoriser directement la chaleur présente. On recourt donc à des pompes à chaleur pour relever le niveau de température. Plusieurs techniques sont possibles : l'exploitation d'aquifères par **doublet de forages** (pompage et réinjection) ou - en l'absence d'aquifères - l'exploitation de la chaleur des terrains grâce à des **capteurs enterrés (verticaux ou horizontaux)** dans lesquels circule en

circuit fermé de l'eau glycolée. Ce type de géothermie vise principalement le chauffage et le refroidissement de bâtiments : maisons individuelles, immeubles de logements collectifs, bâtiments tertiaires de tous types. Aujourd'hui ces opérations permettent la valorisation d'environ 200 ktep/an.

- Les puits canadiens et puits provençaux.

- La récupération d'énergie sur eaux usées via une PAC.

Coût de production de la chaleur géothermique décentralisée assistée par PAC en 2012

➔ Filière pompes à chaleur géothermiques collectives (coûts de production France) :[36]

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2010	
Type	Géothermie superficielle sur champ de sondes	Géothermie sur aquifère superficiel
Puissance (kW)	50 - 300	200 - 600
Durée de fonctionnement (années)	20	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	1500	
Coûts		
Investissement (€/kW)	1200 - 1800	500 - 1000
Exploitation fixe (€/kW/an)	85 - 120	80 - 95
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
5,10%	118 - 172	79 - 115
8%	132 - 193	85 - 126
10%	142 - 208	89 - 135

➔ Filière pompes à chaleur individuelles (coûts de production France) :[37]

[36] Sources :
- ADEME, « Guide technique / Les pompes à chaleur géothermiques sur champs de sondes », 2012
- ADEME, « Guide technique / Les pompes à chaleur géothermiques à partir de forage aquifère », 2012
- ADEME, « Bilan Fonds Chaleur 2011 », 2012

[37] Sources :
- Observ'ER, « Enquête sur le marché 2010 des PAC individuelles », 2011
- ADEME, « Les fiches techniques de l'ADEME sur les pompes à chaleur électriques pour l'habitat individuel », juin 2012

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2010	
Type d'installation	air/eau	eau/eau avec capteurs enterrés horizontaux
Puissance (kW)	8 - 12	
Durée de fonctionnement (années)	16	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	1500	
Coûts		
Investissement (€/kW)	1221 - 1451	1163 - 1421
Exploitation fixe (€/kW/an)	15	0
Exploitation variable* (€/MWh)	21 - 24	19 - 23
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
5,10%	103 - 120	88 - 107
8%	116 - 135	100 - 122
10%	126 - 146	109 - 133

* Pour un coefficient de performance compris entre 3,3 et 3,8 pour la PAC aérothermique et entre 3,5 et 4 pour la PAC géothermique

La production centralisée regroupe les autres types d'installations, qui valorisent directement la chaleur de ressources que l'on rencontre dans des aquifères situés entre **400 et 2 500 m** de profondeur. La température des eaux de ces gisements y est typiquement comprise entre 30 et 90°C. C'est ce type de ressources que l'on rencontre en France dans le Bassin Parisien ou le Bassin Aquitain. Elles sont couramment utilisées pour le chauffage urbain, le chauffage des serres, de piscines et d'établissements thermaux, l'aquaculture et le séchage. C'est en région parisienne que l'on rencontre la plus grande densité au monde de réseaux de chaleur géothermique avec 36 opérations en fonctionnement alimentant plus de 170 000 équivalents logements. Actuellement environ 150 ktep/an sont valorisés en France avec ces technologies.

Les coûts de production de la chaleur géothermique « profonde » sont assez faibles, en 2012. On peut considérer que c'est une filière mature: [38]

[38] Sources :

- ADEME, « Guide technique / La géothermie et les réseaux de chaleur », 2012
- ADEME, Données Fonds chaleur

Caractéristiques techniques	
Périmètre	France - Ile de France
Terme	2010
Puissance (MW)	5 - 20
Durée de fonctionnement (années)	25
Temps de fonctionnement annuel (h)	4000
Coûts	
Investissement* (€/kW)	1500 - 3900
Exploitation (€/kW)	70 - 170
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
5,10%	43 -109
8%	50 -127
10%	55 -140

* L'investissement inclut le coût d'investissement pour le réseau de chaleur.

Enfin, **la production d'électricité** d'origine géothermique correspond à des installations de moyenne puissance de quelques MW ou dizaine de MW électrique, connectées au réseau électrique.

La géothermie sur réservoirs conventionnels (type Bouillante) consiste en l'exploitation de gisements à haute température présents dans les régions de volcanisme actif ou récent. Sur le territoire métropolitain, le potentiel est limité aux zones sédimentaires profondes.

Les centrales géothermiques EGS (Enhanced Geothermal Systems) s'adressent à des réservoirs à faible perméabilité (bassins d'effondrement, zones périphériques des champs géothermiques de haute énergie,..), fracturés naturellement, profonds de quelques milliers de mètres, et qu'il est nécessaire de stimuler par voie hydraulique ou chimique pour en augmenter la perméabilité. Les centrales produisent de l'électricité ou de chaleur ou les deux (fonctionnement en cogénération).

Pour la production d'électricité, les investissements sont lourds et nécessitent un tarif d'achat pour soutenir le marché. Des efforts sont à faire pour développer des projets à forte intégration environnementale (limitation des impacts : rejets, bruit, odeurs). Le contenu carbone de l'électricité produit est toutefois très faible avec environ 37gCO2eq/kWh (principalement lié au forage) calculé en analyse de cycle de vie.

Coût de production d'électricité (coûts de production internationaux) :[39]

Le tableau suivant donne les coûts de l'électricité issue de réservoirs conventionnels, et pas EGS.

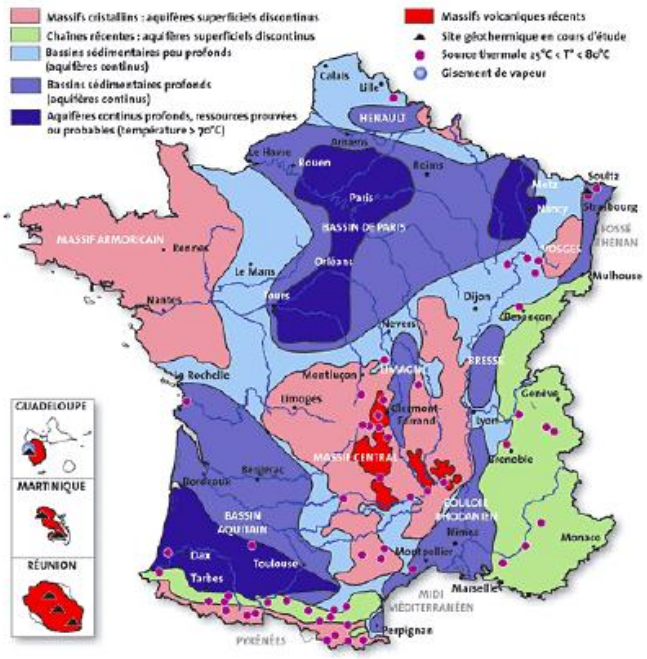
Caractéristiques techniques		
Périmètre	international	
Terme	2008, 2010, 2011	
Type	Centrale à cycle binaire ou ORC	Centrale à cycle vapeur
Puissance (MW)	10 - 30	20 - 50
Durée de fonctionnement (années)	20	
Temps de fonctionnement annuel (h)	7000	
Coûts		
Investissement (€/kW)	2700 - 4500	2000 - 2700
Exploitation fixe (€/kW/an)	135 - 225	100 - 135
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
5,10%	49 - 82	36 - 49
8%	56 - 93	41 - 56
10%	60 - 101	45 - 60

[39] Sources :

- AIE - ETSAP, « Technology Brief E07 », mai 2010
- NREL, « Cost and Performance Assumptions for Modelling Electricity Generation Technologies », novembre 2010
- Projet « Géothermie Caraïbe – Programme Européen INTERREG III-B – Espace Caraïbes », décembre 2008
- GEA, « Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development », août 2005
- California Energy Commission, « Renewable energy cost of generation update », août 2009

3.2.7.b. Vision de l'ADEME pour la géothermie

i. Hypothèses retenues pour la géothermie décentralisée



Le cadre géologique des ressources géothermiques en France (Source : BRGM)

Le potentiel de géothermie « décentralisée » est très important et bien réparti sur le territoire. L'atlas des aquifères superficiels existants est connu. La géothermie superficielle sur capteurs enterrés (verticaux ou horizontaux) est quant à elle a priori réalisable partout (hormis pour les capteurs verticaux, quelques zones comme les zones de karsts, les zones gypsifères, ou d'alluvions,...). Les besoins de froid, notamment dans le tertiaire, pourraient également pousser au développement des systèmes sur aquifères superficiel.

Au regard des ressources géothermales bien réparties sur le territoire, et du coût de revient complet du kWh qui est déjà proche de la compétitivité, le développement des solutions de géothermie décentralisée se heurte toutefois à un frein important lié au coût d'investissement élevé, qui constitue une entrave à la prise de décision. Les constructeurs travaillent actuellement à la mise au point de solutions packagées pour le particulier (exemple du projet Micro Geo retenu au FUI), visant un coût inférieur à 10 000€.

L'ADEME estime ainsi qu'à l'horizon 2030, les potentiels suivants sont atteignables pour la géothermie décentralisée :

- 1 Mtep/an pour les particuliers qui installeront des systèmes avec pompes à chaleur géothermiques (aquifères, capteurs enterrés), soit environ 1,25 millions de maisons individuelles[40], ce qui correspondrait à l'installation de 62 500 maisons/an.

- 1,1 Mtep/an pour le secteur collectif / tertiaire. Dans ce secteur, on peut supposer la possibilité de produire simultanément du chaud et du froid (via des thermofrigopompes connectées à une ressource à faible température (15°C), déjà utilisée à ce jour) sera un avantage indéniable par rapport aux solutions concurrentes. Sur la base d'une répartition entre opérations sur aquifères et sur champs de sondes, on aboutirait à un parc d'environ 13 000 opérations, soit 650 opérations par ans.[41]

Concernant le potentiel de récupération de chaleur sur eaux usées, le potentiel théorique en France serait de 1784 ktep, avec l'hypothèse de valoriser un écart de température de 5°C pour 160 litres d'eau utilisée par jour et par personne. Ce potentiel n'est exploitable que dans les zones urbaines, regroupant 77% de la population, ce qui conduit à un potentiel de 1374ktep. Dans ce document, une hypothèse assez conservatrice de valorisation de moins de 10% de ce potentiel a été retenue, soit 100 ktep, à l'horizon 2030.

ii. Hypothèses retenues pour la géothermie centralisée productrice de chaleur

L'exploitation des ressources géothermiques profondes passe par le développement des réseaux de chaleur géothermique principalement en Ile de France pour ce qui est de l'usage direct de la chaleur (chauffage et ECS) avec une extension de réseaux géothermiques existants, la création de nouvelles opérations ou la géothermisation de réseaux existants utilisant des combustibles fossiles. Leur développement est également possible dans d'autres régions (Aquitaine, Alsace, par exemple) ou sur des opérations sans réseaux pour des applications diverses (pisciculture, chauffage de serres, utilisation de chaleur dans des procédés industriels). Sur la base du SRCAE Île de France, on peut estimer un gisement de 600 ktep sur ce segment à l'horizon 2030.

Pour les projets de géothermie profonde assistés par pompe à chaleur, le développement des PAC haute température pourrait permettre une exploitation plus importante de ressources entre 30 et 50°C, la « géothermisation » d'un plus grand nombre de réseaux existants utilisant des combustibles fossiles, et un développement de nouvelles opérations non seulement en Ile de France mais aussi dans d'autres régions (Aquitaine, Alsace, Midi Pyrénées, PACA…). Le potentiel est estimé à 100 ktep à l'horizon 2030.

L'utilisation des réservoirs géothermiques pour le stockage de chaleur intersaisonnier pourrait aussi se développer dans certains cas particuliers (UIOM à proximité d'un réseau, solaire thermique sur réseau), pour une exploitation commerciale située plutôt entre 2020 et 2030.

iii. Hypothèses retenues pour la géothermie centralisée productrice d'électricité

Concernant la géothermie sur réservoirs conventionnels (type Bouillante), le potentiel à développer concerne les Antilles. Le projet Dominique pourrait fournir dans les 10-15 ans à

[40] sur la base d'un ratio de 0,8 tep géothermique prélevée dans le sol/an pour une maison de 120 m2

[41] Hypothèses : Pour le collectif/tertiaire, on peut prendre le ratio de 1,2 tep géothermie/an par m3/h, soit pour une opération moyenne sur aquifère de 50 m3/h, ce qui donne 60 tep géothermie/an et un ratio de 0,8 tep géothermie/an pour une sonde de 100 m de profondeur, soit pour une opération moyenne sur champ de sondes de 30 sondes, 24 tep géothermie/an.

venir, 80 MW à la Guadeloupe et la Martinique. Le projet de rénovation de Bouillante prévoit à terme 25 MW sur le site. Un nouveau projet de 20 à 40 MW est également envisagé pour 2020. La Guadeloupe recèle d'autres potentialités (Vieux Habitants, zone de concession de Bouillante, secteur de la Soufrière). En Martinique, même si pour l'instant rien n'a été prouvé en terme de ressources, il n'est pas exclu de pouvoir envisager 10-20 MW voire 30 MW supplémentaires.

Pour ce qui est de la géothermie EGS, les objectifs de l'AIE montrent un développement important de la production d'électricité à partir de systèmes EGS à l'horizon 2050. Le potentiel en France est intéressant avec plusieurs régions présentant en profondeur un contexte géologique propice à la géothermie EGS (bassin rhénan, Limagnes, Bresse, sillon rhodanien principalement). Plusieurs opérations pourraient ainsi voir le jour d'ici à 2030 permettant de progresser en maturité et savoir-faire.

Ces deux technologies nous amènent donc à une estimation du potentiel de 220 MW électriques installés en 2030.

3.2.7.c. Principales conditions de réalisation

Qu'il s'agisse des systèmes centralisés ou décentralisés, la géothermie demande par nature un fort apport de capital, compensé sur la durée de vie de l'installation par des coûts d'exploitation très faibles.

Toutefois, pour permettre un développement plus aisé de la filière, il semble nécessaire de faciliter l'investissement, notamment par le maintien et le développement des **systèmes de garantie du risque géologique, en métropole** sur des projets de productions d'électricité.

3.2.7.d. Bilan du scénario de l'ADEME

Les objectifs de l'ADEME sont donc, pour la production de chaleur :

En Mtep géothermales	2010	2030
Géothermie superficielle pour le particulier TBE (PAC géothermiques sur capteurs enterrés horizontaux ou verticaux)	0,144	1
Géothermie profonde BE usage direct (Mtep/an)	0,140	0,6 dont réseau de chaleur : 0,6
Géothermie profonde assistée par PAC (Mtep/an)	0,003	*0,1* dont réseau de chaleur : 0,1
Géothermie TBE sur aquifère superficiel (Mtep/an)	0,05	0,8
Géothermie TBE sur champ de sondes (Mtep/an)	0,01	*0,1*

Géothermie TBE sur aquifère superficiel avec PAC et boucle d'eau (Mtep/an) (centralisée ou non)	0	*0,2 dont réseau de chaleur : 0,2*
Récupération de chaleur (ou de froid) sur « eau de mer » ou eaux de surface (rivière) (avec ou sans PAC)		*0,1 dont réseau de chaleur : 0,1*
Récupération de chaleur (ou de froid) sur « eaux usées » (Mtep/an)		*0,1*
Total (Mtep)	**0,347**	**3 dont réseau de chaleur : 1**

Pour la production d'électricité :

Géothermie « électrique »	**2030**
Puissance installée électrique, géothermie conventionnelle	200 MW
Puissance installée électrique, type EGS	20 MW
Nombre d'heure de fonctionnement	7000 h
Productible (final)	**Mtep : 0,13** **TWh : 1,54 TWh**

3.2.8. Les énergies marines

Quatre énergies marines sont considérées : les énergies hydroliennes, la filière houlomotrice, l'énergie osmotique, et l'énergie thermique des mers. L'éolien flottant est abordé dans la section qui concerne l'éolien.

3.2.8.a. Contexte des énergies marines

La France dispose d'une surface maritime sous sa juridiction de onze millions de km2 notamment par sa Zone Economique Exclusive en outre-mer qui représente un potentiel de valorisation énergétique parmi les plus importants au niveau mondial.

Les différentes technologies envisagées sont très distinctes mais ont le point commun d'avoir une meilleure prévisibilité que les EnR classiques que sont le PV et l'éolien, un facteur de charge assez élevé et d'être contraintes à un environnement très agressif (salinité, corrosion…). Le tableau suivant en donne les principales caractéristiques.

	Ressource mondiale (TWh/an)	Ressource nationale (TWh/an)	Nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance (h)
Hydrolien	1200	5 à 14	3 000 - 4 000
Houlomoteur	29 500	40	2 500 – 4 500
Energie thermique des mers	44 000	20 000	8 000

Tableau 1 : Principales caractéristiques des filières visées (Sources : Ifremer 2009, IEA-OES 2012, FEM 2012)

Les différentes technologies marines sont toutefois à des stades de maturité assez différents.

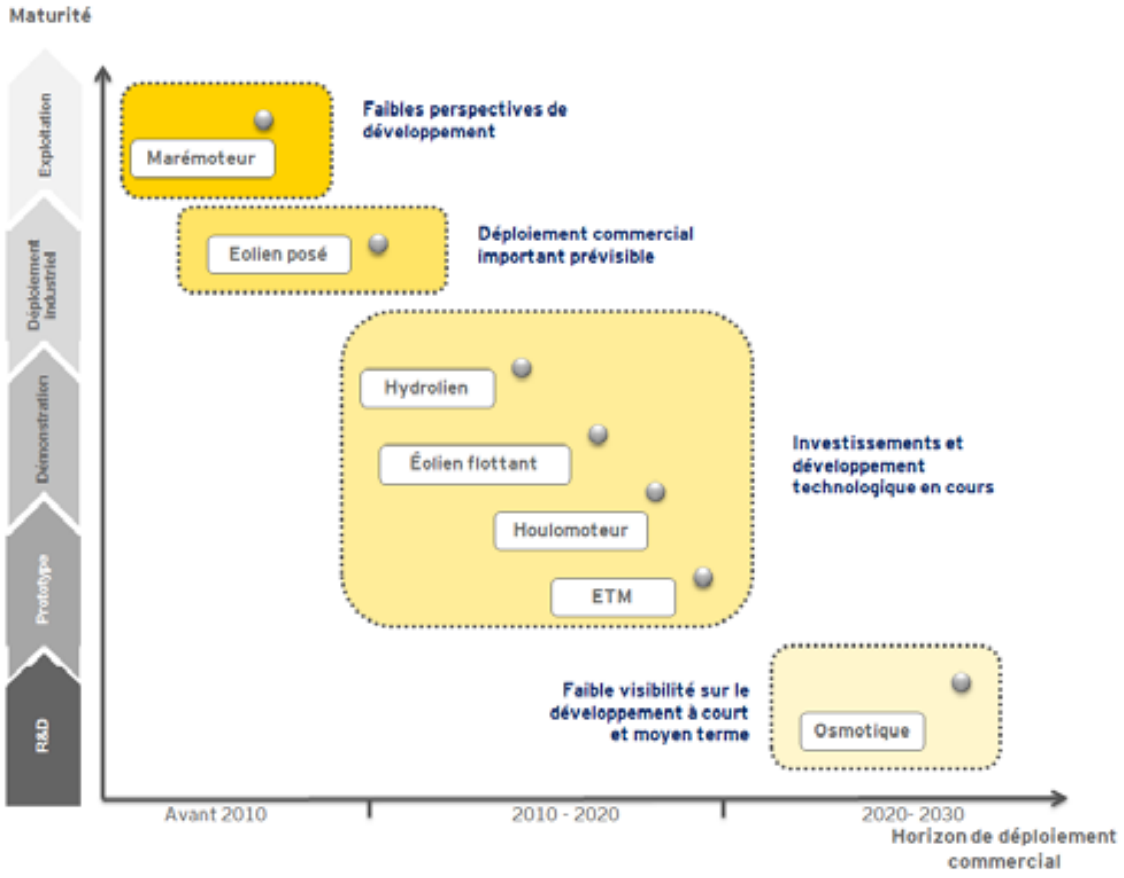


Figure 1: Degré de maturité relatif aux 8 segments des énergies marines (Ernst & Young, 2012).

A ce jour, les coûts de ces technologies sont encore difficiles à estimer car la plupart d'entre elles n'ont pas atteint un niveau de développement commercial. Les coûts de production en 2012 sont donnés dans le tableau suivant : [42]

Caractéristiques techniques			
Périmétre	International		
Terme	2012		
Type	Energie des vagues	Barrage marémoteur	Hydroliennes
Puissance (MW)	200	200 - 8600	20 - 200
Durée de fonctionnement (années)	25	80	25
Temps de fonctionnement annuel (h)	2190	2235	2280
Coûts			
Investissement (€/kW)	4550 - 6000	4000 - 4400	4000 - 5200
Exploitation fixe (€/kW/an)	160	92	120
Coût de production total (€/MWh)			
5,10%	215 - 260	130 - 139	172 - 208
8%	253 - 311	174 - 187	205 - 250
10%	281 - 347	204 - 220	228 - 281

Les données présentées dans ce tableau représentent l'évaluation des coûts dans l'état actuel du développement des technologies des énergies marines qui sont des technologies dans les phases R&D et lancement de leur cycle de vie. Le faible retour d'expérience au niveau international ne permet pas de « fiabiliser » l'évaluation de ces coûts de production. Il est attendu une décroissance des coûts en fonction des courbes d'apprentissage de chaque technologie.

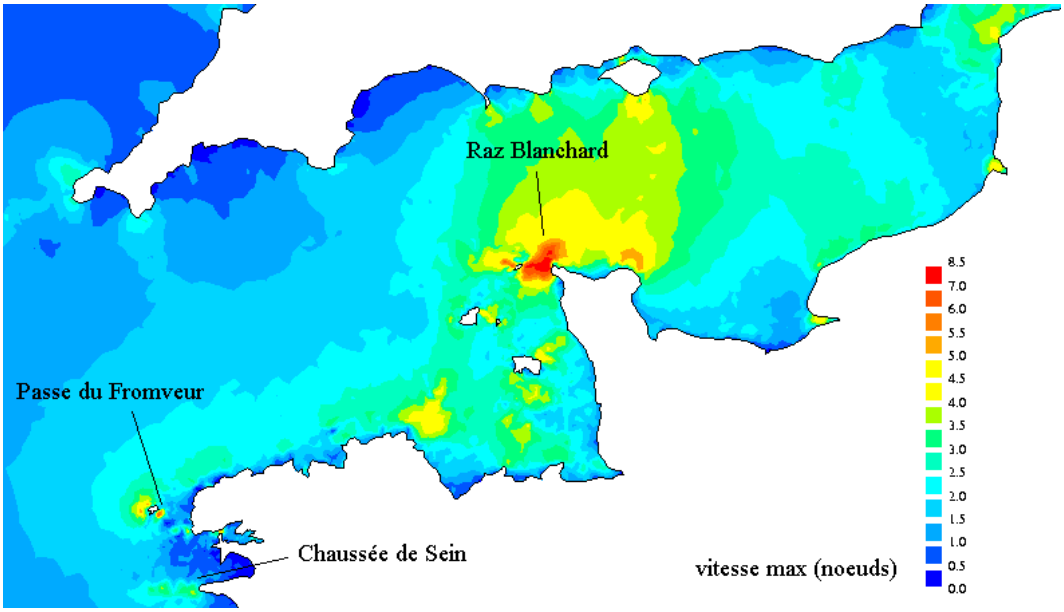
Pour ces technologies, les verrous technologiques peuvent être classés par groupe fonctionnel : conception mécanique et fabrication ; conception électrique ; installation en - milieu marin ; ancrage ; contrôle des machines ou parcs de machines ; convertisseurs de l'énergie ; raccordement électrique ; transport et installation ; exploitation et maintenance ; démantèlement.

3.2.8.b. Vision de l'ADEME pour les énergies marines

La figure suivante illustre les courants de surface en Manche. Elle permet d'identifier les principaux gisements pour l'énergie hydrolienne, qui se situent dans les zones du Raz Blanchard, du Passage du Fromveur et la Chaussée de Sein.

[42] Sources :

- IEA - ETSAP, « Technology Brief E13 », mai 2010



Courants de surface en Manche (en nœuds) issu du modèle TELEMAC 2D [1].

i. Hypothèses retenues pour la filière hydrolienne

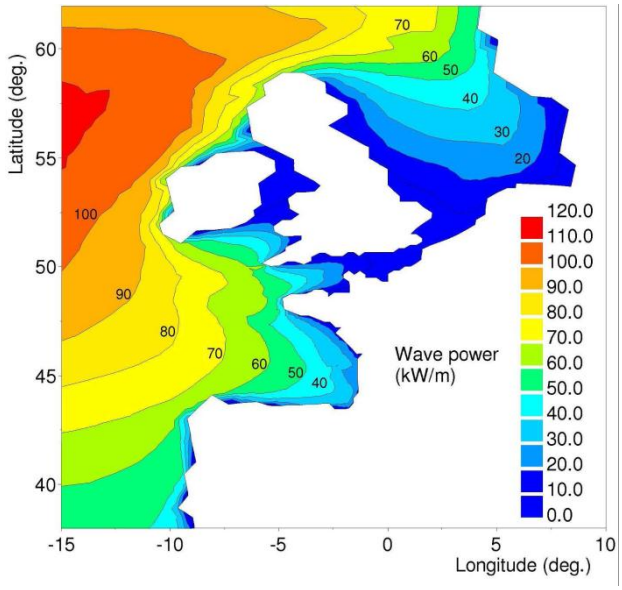
Le potentiel français en énergie des courants de marée est estimé entre 5 et 14 TWh/an (soit entre 2,5 et 3,5 GW de puissance installée). Il est principalement réparti sur 5 zones : le Raz Blanchard, le Raz de Barfleur, le Passage du Fromveur, la chaussée de Sein et sur les Héaux de Bréhat.

On considère qu'en 2030, la filière hydrolienne est à maturité avec l'implantation de larges fermes (> 100 MW) au Raz Blanchard, Passage du Fromveur et Raz de Sein. Des projets de plus petites envergures (< 1 MW) s'implantent dans les rivières et sur certains ouvrages (ex : piles de pont).

L'ADEME retient pour 2030 la couverture d'un tiers de ce gisement technique, soit une capacité installée de 1 GW.

ii. Hypothèses retenues pour la ressource houlomotrice

La figure suivante illustre l'intensité de la ressource houlomotrice en métropole.



Potentiel houlomoteur en kW/m .

La filière houlomotrice est aujourd'hui moins avancée que la filière hydrolienne. Avec le développement des premières grandes fermes en métropole (> 100 MW) son développement n'apparaît qu'entre 2025 et 2030. Il est possible que quelques projets de petites envergures (< 100 kW) s'implantent sur des aménagements portuaires ou digues (ex : projet de Mutriku).

L'ADEME retient donc un potentiel d'environ 200 MW installé en 2030.

iii. Hypothèses retenues pour le développement du marémoteur

Le développement du marémoteur est nul du fait des impacts des ouvrages.

iv. Hypothèses retenues pour l'énergie osmotique

L'énergie osmotique est toujours en développement avec la mise en place de démonstrateurs en Europe. Le potentiel national ne permet pas d'envisager son déploiement, de surcroît dans des zones très contraintes (estuaires).

v. Hypothèses retenues pour l'énergie thermique des mers

L'énergie thermique des mers (ETM) pour la production d'électricité consiste à exploiter une différence de température d'au moins 20 °C entre l'eau froide captée en profondeur et l'eau chaude en surface. Cette différence est utilisée dans une machine thermique pour vaporiser de l'ammoniac en cycle fermé et turbiner cette vapeur pour produire l'électricité. Le principal avantage de l'ETM serait de produire quasiment en continu de l'électricité. Ce potentiel se trouve essentiellement en zone tropicale, et est nul en métropole.

3.2.8.c. Principales conditions de réalisation

L'ADEME imagine avant tout un soutien à la recherche publique au travers de la consolidation de l'IEED et de l'octroi de bourses de thèses, un renforcement des partenariats industriels/publics pour réaliser des démonstrateurs (ex : AAP IA, FUI, …) et de l'action des pôles de compétitivité Polemer Bretagne et PACA.

Il s'agit en effet en premier lieu d'acquérir de la connaissance sur les zones présentant un fort gisement, et d'imaginer la façon optimale de les équiper par des projets de fermes pilotes.

Mais la réussite du déploiement de ces filières en France est également liée à la levée d'autres verrous d'ordre sociétaux, réglementaires et économiques. Il est important de rappeler qu'indépendamment de la filière et de la technologie choisies, les conditions d'utilisation et d'exploitation des parcs doivent être acceptées par les populations et les usagers de la mer, à travers une large concertation préalable. Ainsi les énergies marines doivent relever les défis suivants:

- Viabilité économique.
- Acceptabilité sociale, afin de réduire les conflits d'usage
- Sécurité.
- Réglementation.

L'impact de ces énergies sur le milieu marin (hydrodynamique, écosystèmes marins) est encore mal connu et des études scientifiques doivent être menés pour statuer plus clairement sur leur attrait environnemental.

Une meilleure information du public, des élus, et des décideurs sur l'état de maturité des différentes filières (veille technologique, participation française à l'AIE, valorisation des projets cofinancés, mobilisation des services d'intelligence économique des ambassades, …) est également souhaitable, en impliquant les régions dans la sélection des zones favorables.

3.2.8.d. Bilan de la vision de l'ADEME pour les énergies marines

En résumé, les puissances installées envisagées sont les suivantes :

GW	2030
Hydrolien	1
Marémoteur	0,250
Houlomoteur	0,212
Energie thermique des mers	0,00
Osmotique	0,00

Les productibles en Mtep et TWh retenus sont les suivants pour la métropole :

Mtep	2010	2030
Hydrolien	0,00	Mtep : 0,30 TWh : 3,48
Marémoteur	0,05	Mtep : 0,05 TWh : 0,58
Houlomoteur	0,00	Mtep : 0,07 TWh : 0,81
Energie thermique des mers	0,00	Mtep : 0,00 TWh : 0,00
Osmotique	0,00	Mtep : 0,00 TWh : 0,00

3.2.9. La récupération de la chaleur fatale des sites industriels

La consommation d'énergie thermique des sites de production industrielle peut être réduite en installant des équipements plus performants et en suivant les meilleures techniques disponibles mais une certaine quantité de chaleur non réductible reste indispensable au fonctionnement des installations de production.

Or différentes solutions existent et se développent pour pouvoir récupérer la chaleur fatale des équipements dont les caractéristiques sont diverses en termes de fluide contenant la chaleur fatale : gaz de combustion, condensat, air chaud, eau de refroidissement, etc. La température du fluide peut aussi varier d'une dizaine de degrés (eaux usées, circuit de refroidissement d'une centrale nucléaire, traitement thermique dans l'industrie agro-alimentaire, compresseurs) à plus de 1 000 degrés (incinérateurs).

3.2.9.a Contexte

Une partie non négligeable de cette chaleur perdue peut être valorisée en interne (séchage sur d'autres lignes de procédés, préchauffage, chauffage de locaux, etc.) – ces gisements d'économie d'énergie « internes au site industriel » ont été évalués dans la partie consacré aux gains d'efficacité énergétique de l'industrie.

Toutefois, nombre de sites (secteurs des métaux, verre, ciment, tuile et briques, chaux, par exemple) ont des excédents de chaleur non directement valorisables en interne (pas de besoin de chaleur). Aussi, il n'est pas rare de voir des sites ayant recours à des tours aéroréfrigérantes (consommatrices d'électricité) pour baisser la température de ces rejets (gazeux ou liquides), soit pour raisons techniques (pour le traitement de fumées) soit

pour des raisons réglementaires (température de l'eau rejetée). Ce qui entraîne des consommations d'énergie supplémentaires toujours avec absence de valorisation.

3.2.9.b Vision de l'ADEME pour la chaleur fatale et de récupération

Le potentiel de chaleur fatale peut être évalué à partir de différents types de sites – sur un périmètre plus large que le seul secteur industriel – en particulier :

- les centrales de production électriques : centrales nucléaires, centrales thermiques, de cogénération ;

- les usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) ;

- les industries ;

- les réseaux d'eaux usées.

Pour l'industrie, les deux axes de valorisation externe ont été évalués – sur la base des sites industriels consommant plus de 50 GWh par an.

Pour pallier cela, il est proposé de favoriser la valorisation externe au site selon deux axes :

. Un premier axe de valorisation concerne la valorisation externe de chaleur : utilisation de la chaleur sur un site voisin ou vers un réseau de chaleur :

- En créant des feeders de raccordement entre la source et les réseaux de chaleur existant : un croisement des cartographies de gisements identifiés et des cartographies de réseaux de chaleur existants permettrait d'identifier les injections possibles.

- En créant des nouveaux réseaux de chaleur : Dans ce cas un croisement des cartographies de gisement et des données cadastre, urbanisme serait nécessaire : le recouvrement des cartographies dans ce cas permettrait de distinguer «le « gisement théorique » et le « gisement techniquement et économiquement accessible ».

Dans les deux cas, la pérennité de la source de chaleur fatale à long terme constitue la principale condition de lancement d'un projet.

. Un deuxième axe intervient lorsqu'il n'est pas possible de réaliser la valorisation externe thermique du fait de l'éloignement par rapport au réseau de chaleur et/ou des difficultés d'adéquation entre la production et les besoins en chaleur : niveau de température, fréquence des usages et problématique de stockage associée. La valorisation ultime de cette chaleur perdue consiste alors à produire de d'électricité pour être fournie sur le réseau. L'électricité constitue en effet un vecteur énergétique plus facilement transportable sur de grandes distances, et donc utilisable par un plus grand nombre.

i. Hypothèses retenues

A partir de l'étude CEREN sur la chaleur fatale en industrie, pour chaque secteur industriel, n'ont été considérés que les effluents (fumées de fours, chaudières et buées de séchoirs) disponibles entre 5500 et 8700 h par an (3×8 avec et sans arrêt le week-end) et de température supérieure à 100°C.

Pour l'horizon 2030, il nous semble en effet difficile pour l'industrie de valoriser à l'externe des effluents très bas niveaux (< 100°C) ou intermittents (besoin de stockage).

En 2008, l'industrie a rejeté 52,2 TWh d'effluents > 100°C et disponibles entre 5500 et 8700 heures par an, pour une consommation de combustibles (hors MP) de 303 TWh (soit 17%) et d'énergie totale de 478 TWh. La répartition par niveaux de température est donnée en figure 1.

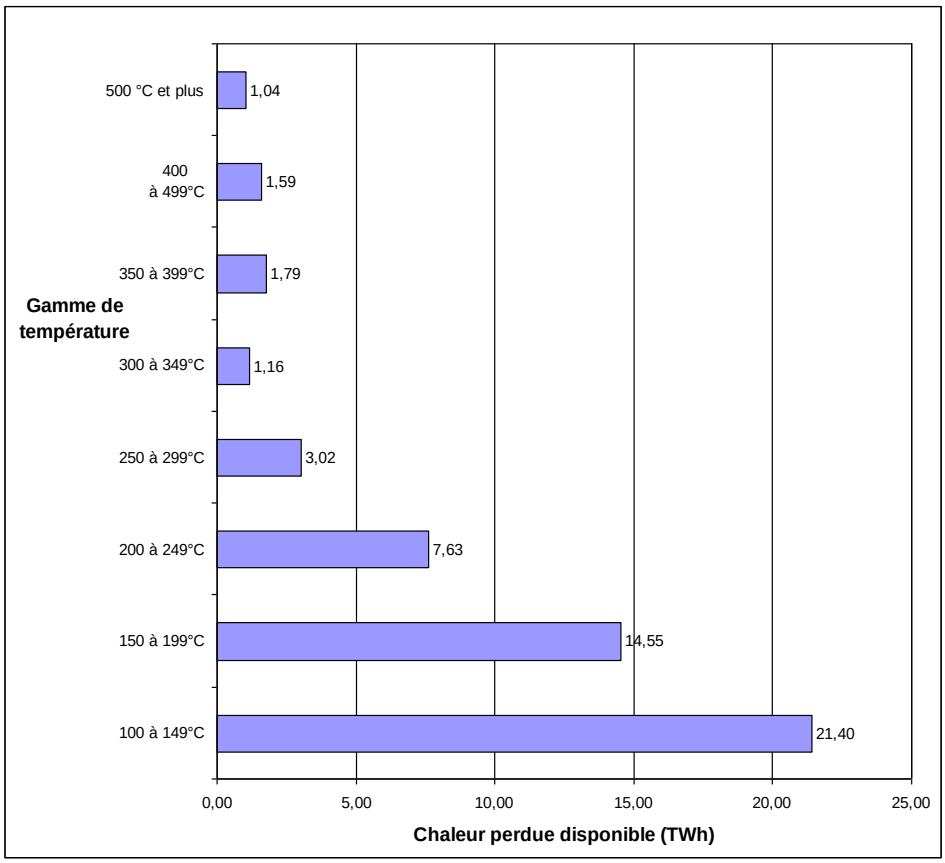


Figure : en 2008 : chaleur perdue > 100°C, disponible en industrie entre 5500 et 8700 h/an
Source : étude Ceren 2012

A partir des valeurs de chaleur fatale disponibles via l'étude CEREN, nous avons déduit un potentiel de chaleur effectivement récupérée (limite du point de rosée des fumées, performances des échangeurs, etc.) en fonction des différents niveaux de températures.

Les deux axes de valorisation sont ensuite déclinés à deux périmètres décrits ci-dessous.

→ 1er axe : valorisation externe électrique

Pour cette valorisation, sont considérés :

- les effluents supérieurs à 150°C, car les technologies actuelles ne permettent pas de valoriser électriquement en industrie des effluents inférieurs à 150°C car les solutions ne sont pas encore matures (techniques, fiabilité et coût).

- les rendements de conversion énergie thermique/énergie électrique en fonction des niveaux de températures et des technologies. Le scénario de l'ADEME intègre des niveaux

de rendement légèrement plus élevés (+2 points) en 2030 du fait des travaux de R&D en cours et à venir.

Il a été alors estimé à environ 1,6 TWhe mis à disposition sur le réseau.

→ 2ième axe : valorisation externe thermique

Pour cette valorisation, sont considérés :

- les effluents supérieurs à 100°C,

- le solde d'énergie thermique non utilisée pour produire de l'électricité. Il est en effet préférable d'un point de vue énergétique d'utiliser d'abord des effluents à température élevée (>150°C) pour produire de l'électricité plutôt que d'alimenter directement un réseau de chaleur à 90°C (c'est le principe de base de la cogénération).

3.2.9.c. Principales conditions de réalisation

Pour obtenir cette valorisation énergétique, il faut tenir compte des freins de développement actuels, qui associent des arbitrages entre les deux axes de valorisation thermique et électrique.

Pour la valorisation thermique externe, le frein actuel est l'éloignement par rapport à l'utilisateur final et/ou des difficultés techniques et contractuelles d'adéquation entre la production (arrêt de production non prévu par exemple) et les besoins en chaleur (pas de besoin en été). On constate actuellement que très peu de réseaux de chaleur à partir des effluents industriels se créent (moins de 5% du nombre de tep en 2011). Des actions complémentaires autour des réseaux de chaleur seraient à développer pour inciter à la mise en place de telles valorisations.

Pour la valorisation électrique est également posé le coût des investissements comparé au gain attendu par l'autoconsommation d'électricité. L'existence d'un tarif d'achat permettrait de lancer des investissements d'installation.

Pour autant, la majorité des sollicitations d'industriels vers l'ADEME pour valoriser leurs rejets thermiques portent surtout sur la production d'électricité. Plusieurs explications peuvent être avancées :

- l'électricité peut être produite et utilisée toute l'année contrairement à la chaleur utilisable qu'en période hivernale,

- pérennité du site : le réseau électrique peut pallier l'absence de production suite à une fermeture d'un établissement industriel. Pour un réseau de chaleur installé, il est plus difficile de remplacer un producteur défaillant.

- les industriels ne souhaitent pas s'engager sur une garantie d'approvisionnement (défaut de fourniture de chaleur suite à une panne sur un procédé), il faut souvent prévoir des moyens de secours (et donc un coût total du projet qui augmente).

- la distance entre le producteur et l'utilisateur qui peut être importante. La chaleur est un vecteur énergétique qui se véhicule plus difficilement.

Lors des travaux de la TRNEE, l'ADEME avait proposé un tarif d'achat de l'électricité produite à partir de chaleur fatale. Ce tarif devrait à court terme permettre de valoriser 0,5 TWhe.

3.2.9.d. Bilan de la vision de l'ADEME pour la chaleur fatale et de récupération

Un calcul macroscopique à partir des hypothèses retenues donne environ 5,2 TWht soit 0,44 Mtep.

Pour le scénario 2030, les éléments suivants sont retenus :

- 50 % du gisement théorique évalué pour de la valorisation thermique externe, soit 2,6 TWh thermiques soit 0,22 Mtep.

- 100% du gisement théorique évalué pour la valorisation électrique externe, soit 1,6 TWh électriques, en comptant sur la mise en place pérenne du tarif d'achat.

3.3. Le réseau électrique

3.3.1. Enjeux liés au mix électrique

Au regard de l'importance des puissances EnR variables mises en avant dans cette vision prospective (33+46 , soit 79 GW de puissance fluctuante), il convient de bien étudier les moyens qui permettront au système électrique d'absorber cette production tout en conservant la qualité de service actuelle. On évalue dans cette partie les gisements de ces différents moyens de flexibilité, stockage, effacement, interconnexion qui permettront aux gestionnaires de réseau d'intégrer ces nouveaux moyens de production.

3.3.1.a. Moyens de flexibilité en production

Parmi les moyens de flexbilité on distingue : les moyens de flexibilité conventionnels (tels que les centrales thermiques décentralisées et TAC par exemple), les moyens autres mettant l'accent sur le développement d'une énergie renouvelable et de la maitrise de la consommation (tels que le stockage d'énergie ou l'effacement), et les moyens de substitution tels que les interconnexions.

Les moyens conventionnels de flexibilité sont constitués aujourd'hui pas les moyens thermiques centralisés et décentralisés (charbon, gaz et TAC – fioul - principalement) et par les réserves hydrauliques flexibles tels que les STEP ou ouvrages hydrauliques « non fil de l'eau ». Dans le cadre des visions 2030 et 2050 proposées par l'ADEME, l'un des objectifs est de limiter les appels aux moyens de flexibilité à fort contenu carbone. Par conséquent :

- Les capacités de centrales à charbon passent de 6,9 GW aujourd'hui à 0 GW à l'horizon 2030 ;
- les capacités en CCG augmentent de 4,5 GW à 6,9 GW (étant les plus efficaces des moyens thermiques énoncés plus haut), comme prévu dans le bilan prévisionnel RTE ;
- les capacités de pointe et thermiques non renouvelables décentralisées diminuent de 7,5 GW à 5 GW et utilisent du gaz en lieu et place du fioul.

Par ailleurs, le stockage d'énergie (électricité ou chaleur) et l'effacement sont deux outils à disposition du régulateur pour ajuster l'équilibre offre-demande du réseau électrique. Le stockage d'énergie peut avoir une double fonction : une de « soutirage » sur le réseau lors des phases de surproduction et une de « d'injection » sur le réseau lors des phases de défaut de production ; de qui permet de découpler production et consommation. L'effacement à une fonction principale de report ou décalage de charge. Le premier outil agit au niveau de la production et le second au niveau de la consommation.

Enfin les interconnexions sont un moyen de flexibilité supplémentaire ainsi qu'une contrainte pour le gestionnaire de réseau. Elles permettent une régulation en import et en export et donc un ajustement supplémentaire de la production en adéquation avec la consommation. Comme précisé dans les chapitres suivants ces visions présentent une modélisation simplificatrice des interconnexions, qui seront amenées à évoluer à l'horizon 2030 à 2050.

3.3.1.b. Moyens de stockage et potentiels de développement

Les usages des moyens de stockage d'énergie peuvent être résumés par le graphique ci-dessous, montrant les domaines d'application privilégiés de divers systèmes de stockage d'électricité. Ces usages sont amenés à évoluer avec l'augmentation des performances des systèmes de stockage et au vu de l'évolution des mix électriques.

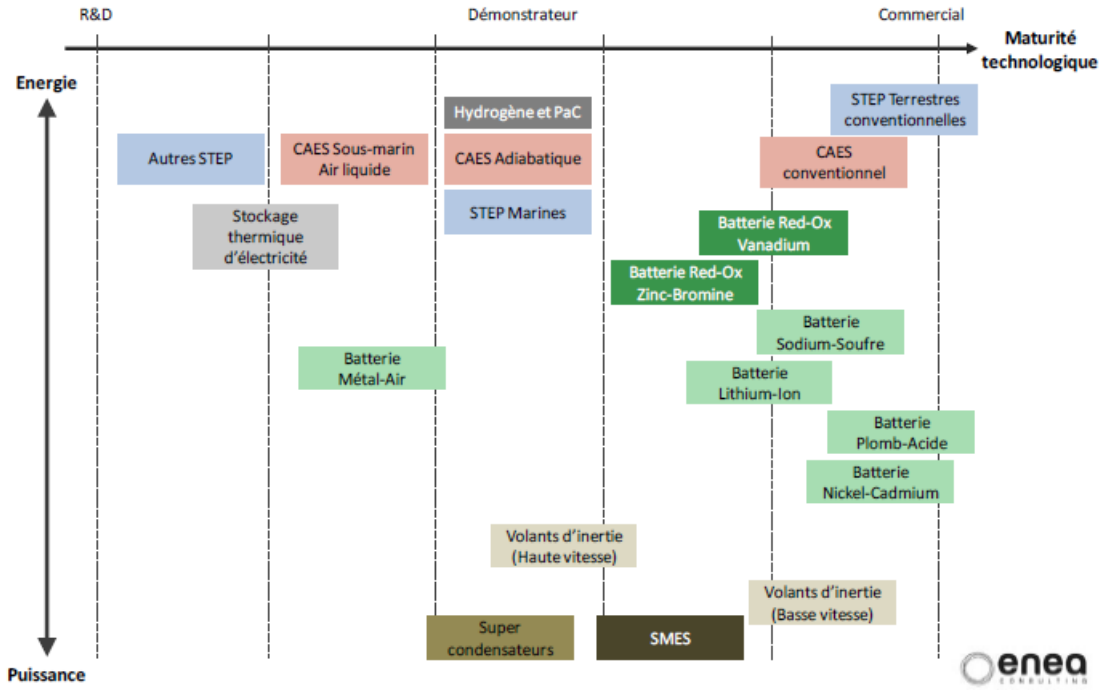
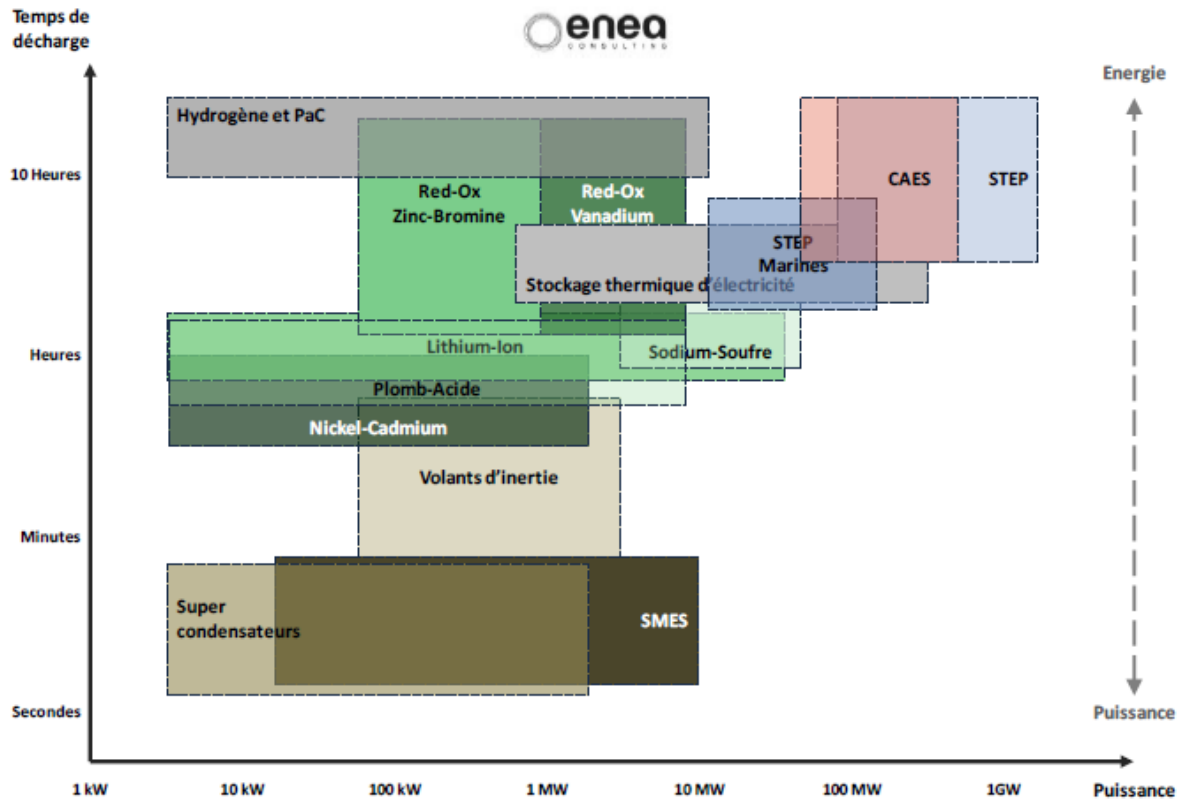


Figure 4 : Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité

Typologie des moyens de stockage d'électricité

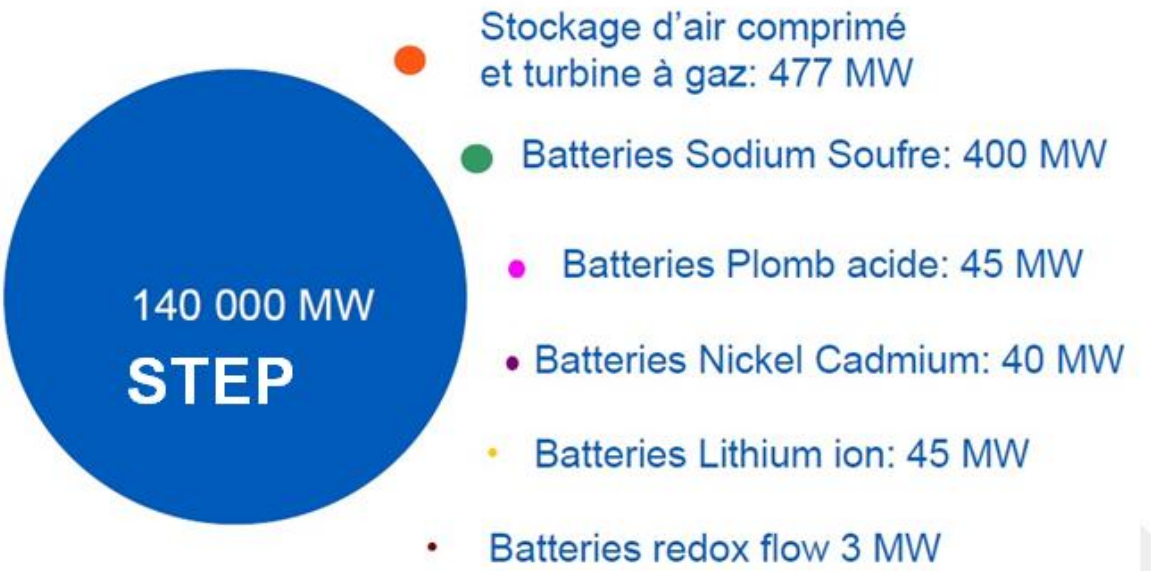
Stockage gravitaire	Stockage chimique	Stockage inertiel
Stockage à air comprimé	Stockage électrochimique	Stockage électrostatique
Stockage thermique	Stockage électrochimique à circulation	Stockage électromagnétique



Caractéristiques de divers moyens de stockage de masse d'électricité. (source : ENEA Consulting)

i. Les STEP

En termes d'usages et besoins, le stockage d'énergie n'est aujourd'hui que très peu voire pas valorisé en France. En dehors des STEP, son usage n'est aujourd'hui exclusivement pensé qu'en termes de stockage embarqué ou mobile, et les applications stationnaires sont rares. Pour autant, dans une perspective de forte pénétration des énergies renouvelables sur le réseau et de réduction de l'appel aux moyens conventionnels (charbon, TAC au fuel…) le déploiement de capacités de stockage d'énergie de masse semble nécessaire. Cette nécessité s'appuie non seulement sur un besoin crucial en réserves d'énergie et de puissance alternatives, mais aussi sur l'obligation de stabilité du réseau.



Etat actuel des capacités de stockage installées dans le monde

L'un des seuls moyens de stockage matures et déployés sur le territoire français aujourd'hui sont les STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompage hydraulique). Ce constat est partagé à l'international. Elles sont adaptées au mix historique français dont les moyens de production électrique en base reposent principalement sur l'hydraulique et le nucléaire. Les STEP comptent au total aujourd'hui pour environ 5GW en France, à comparer au total de la puissance installée pour la production électrique en France de 124,1 GW (parc de production français en 2012, source RTE).

En 2030, la perspective de forte pénétration des énergies renouvelables sur le réseau et l'optimisation des moyens de production conventionnels poussent à l'amélioration des STEP existantes. Elles permettent ainsi d'augmenter les capacités tant en turbinage (30 à 70%) qu'en pompage (jusqu'à 30%) ainsi que le rendement global des installations (de 1 à 5%). Les développements permettant d'augmenter la capacité en réglage sont la mise en place de la vitesse variable sur des installations (neuves ou existantes), du fonctionnement réversible des installations et de la diminution des temps de réponses et des temps de changement de régime.

Dès lors, les hypothèses de croissance des capacités de STEP suivantes sont considérées. En 2011, 5,4 GW de STEP sont installées et représentent un total de 30 groupes hydrauliques pouvant faire l'objet de rénovations. Le gain potentiel en puissance estimé par ces rénovations est de 600 MW, soit un total de 6 GW à l'horizon 2030. Par ailleurs, un rapport du ministère de l'économie et des finances de 2006 estime un potentiel de développement techniquement exploitable de STEP de 4,3 GW supplémentaires[43]. De plus, ce même rapport pointe un potentiel d'ouvrage de pointe sous forme de STEP de 2000 MW. Selon ces différentes estimations, il apparaît raisonnable de retenir un gisement de nouvelles STEP de 1 GW à l'horizon 2030.

[43] « Rapports sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France », Mars 2006

Par conséquent, à l'horizon 2030, un potentiel raisonnable réalisable de 7 GW de capacité de STEP peut être considéré.

.

Enfin, l'émergence de STEP marines peut être considérée à plus long terme. Il est possible qu'un démonstrateur voie le jour en France à l'horizon 2030 et, qu'en cas de validation tant technique qu'économique, il s'en développe de nouvelles à l'horizon 2050. Aujourd'hui sous forme de prototypes (Okinawa, Japon), elles pourraient jouer un rôle de stockage d'énergie électrique de masse significatif à terme. Un rapport initié par M. Lempérière en 2010[44] a cherché à évaluer le potentiel de capacité de STEP marines dans le Nord de la France. Il en ressort un potentiel de 8 à 20 GW pour une énergie stockée de près de 220 GWh. Pour autant, le développement de tels projets est sujet à de fortes contraintes, non seulement économiques mais aussi et surtout environnementales et d'acceptation. En raison de ces fortes incertitudes, aucune capacité de STEP marines n'a été prise en compte dans le cadre de la construction des scénarios présentés ici.

ii. Technologies de stockage autres que les STEP

Afin d'assurer l'équilibre et la stabilité du réseau à l'horizon 2030 dans un contexte de fort déploiement des énergies renouvelables variables, d'autres moyens de flexibilité en complément des STEP pourront être mis en œuvre. Ces moyens peuvent être des technologies de stockage électrochimique, d'air comprimé, de volants d'inertie ou d'autres pouvant participer à la régulation et la stabilité du réseau. L'arbitrage du choix de telle ou telle technologie sera principalement économique, mais aussi en partie technique, en fonction de la qualité du service rendu au réseau, de l'adéquation avec les besoins du régulateur, des producteurs et des consommateurs et de la maturité de la technologie.

Le stockage électrochimique (ou batteries) constitue le deuxième moyen de stockage d'électricité le plus répandu dans le monde. Sur le territoire français en 2012, seul un prototype de taille significative existe : 1 MW de batteries NaS à la Réunion, principalement pour des applications de stabilisation réseau du fait de la forte composante renouvelable de l'île. Un autre projet de démonstration est en cours visant l'installation de 500 systèmes photovoltaïque/stockage (batteries lithium-ion pour un total de 3 MWh et 3,2 MW) dans le résidentiel et le petit tertiaire, opérés par le gestionnaire de réseau en Corse, à la Réunion et à la Guadeloupe. Pour autant, l'utilisation du stockage électrochimique en tant que stockage stationnaire de masse d'électricité n'est pas développée à ce jour en France métropolitaine.

Les technologies les plus matures sont les batteries sodium-souffre (NaS) et plomb-acide (PbA). De nombreux développements et projets de recherche se concentrent aussi sur l'utilisation de batteries lithium-ion (ou polymère) et redox flow pour le stockage stationnaire de masse de l'électricité. L'intérêt principal du stockage électrochimique réside dans sa réactivité et son potentiel de participation à la stabilité du réseau (notamment services systèmes tels que réglages de fréquence et tension) de part sa fonction de « stockage de puissance ». Cependant, pour des besoins limités en énergie, les batteries de type NaS peuvent aussi bien se prêter au stockage d'énergie de masse de moyenne capacité. Le stockage électrochimique sera donc préféré en cas de besoin moyen en capacité d'énergie et moyen à fort en capacité de puissance.

[44] « Stockage d'énergie électrique dans le nord de la France », François Lempérière, 12/04/2010 chez EnergyThic Notes

En ce qui concerne le **stockage par air comprimé**, il n'existe aujourd'hui, en France, aucune installation dédiée au stockage de masse de l'énergie électrique. Les seuls outils de démonstration de CAES (Compressed Air Energy Storage) sont situés en Allemagne et aux Etats-Unis pour une puissance totale d'environ 480 MW. Aucune démonstration de AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) d'envergure n'existe aujourd'hui. Des projets de recherche, développement et démonstration de CAES et de AA-CAES sont actuellement en cours afin de valider l'intérêt tant technique qu'économique du procédé. Cette technologie ne connaît aujourd'hui encore aucun déploiement industriel et commercial.

Pour autant, sous couvert de maîtrise technique et économique du procédé, il est envisageable à l'horizon 2030, dans un mix énergétique à forte composante renouvelable fluctuante, de voir émerger les premiers projets industriels et commerciaux. Avec des capacités moins importantes que les STEP, les installations CAES et AA-CAES s'inscrivent dans le même domaine d'application que celles-ci : stockage d'énergie de masse et participation occasionnelle aux services systèmes (stabilité réseau). Cependant, les techniques actuellement utilisées pour la technologie CAES nécessitent de grandes cavernes souterraines de stockage et contraignent donc géographiquement la technologie. A contrario, la technologie AA-CAES tend à s'affranchir de cette contrainte. Par ailleurs, la technologie AA-CAES démontre des performances supérieures à celle de CAES conventionnels (+30% de rendement) et ne nécessite pas l'apport d'une source externe de chaleur (gaz principalement) pour comprimer l'air. C'est donc vers cette dernière que l'ADEME orienterait le secteur du stockage par air comprimé.

Le **stockage d'énergie par volant d'inertie** est aujourd'hui peu développé en France et très peu sur le marché international. Au vu des éléments actuels, il est probable que cette technologie participe, en combinaison de productions renouvelables variables, à la stabilité du réseau (service système principalement). En effet, l'un des points fort des volants d'inertie est sa réactivité et son potentiel de réglage en fréquence et en tension des énergies variables telles que l'éolien.

L'hydrogène est détaillé dans la partie 3.3.2.d.

La **méthanation** n'est pas retenue dans le cadre du présent exercice (horizon 2030 ou 2050).

iii. Réglementation et vision globale de développement

Dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables, la mise en place de réglementations spécifiques au stockage de l'énergie sera nécessaire. En effet, aujourd'hui la réglementation existante ne permet pas la valorisation du stockage, elle lui est même défavorable en France, rendant les moyens de stockage actuels peu compétitifs par rapport à leurs alternatives, pour un même service rendu.

Il en résulte que les opérateurs de stockage vont chercher à multiplier leurs sources de revenu en cumulant plusieurs services rendus (équilibre en tension, fréquence …).

D'ici 2030, le développement du stockage d'énergie se fera en grande majorité en parallèle de l'intégration de nouvelles capacités renouvelables sur le réseau. Deux grandes conceptions du stockage sont intégrées dans ces visions:

- Le développement de capacités décentralisés, « proches » des moyens de production renouvelable intermittente, avec une composante principalement « stockage de puissance » (notamment pour l'éolien) et une composante « stockage d'énergie » (éolien et PV mais aussi solaire thermodynamique et thermique) de relativement faible capacité (quelques minutes à quelques heures).
- Le développement de capacités de stockage de masse centralisées, proches ou non des moyens de production, telles que les STEP, permettant le stockage de grande quantité d'énergie (plusieurs heures à plusieurs jours).

Une troisième vision participant au déploiement du stockage d'électricité, du point de vue du consommateur, est celle du développement plus massif de l'autoconsommation à l'horizon 2050 avec des premières installations de taille significative se développant à partir de 2030. Plus spécifiquement, l'autoconsommation concerne des installations particulières de systèmes photovoltaïques couplés à des batteries, qui pourront progressivement se développer dès lors que le coût moyen de l'électricité produite par des systèmes PV incluant du stockage sera inférieur au tarif d'achat de l'électricité.

iv. Les réserves

Actuellement l'incertitude de prévision de la production à J-1 du photovoltaïque est d'environ 5%, et celle de la production éolienne varie entre 12 et 17% (ANEMOS 2006). Il est donc nécessaire de pouvoir palier un défaut de 5% de la production photovoltaïque et 15% de la production éolienne en première approximation. En 2030, ces réserves pourront donc atteindre 6,9 GW pour l'éolien (marin et terrestre, en prenant l'hypothèse contraignante d'un comportement analogue marin / éolien) et 1,65 GW pour le photovoltaïque. Le stockage électrochimique de type batteries (Sodium-Souffre, Plomb-Acide, RedOx…) et les volants d'inertie sont bien adaptés aux applications de réserves primaires et secondaires (fréquence et tension). Pour autant, il ne semble pas économiquement raisonnable d'envisager l'installation de près de 8,55 GW de stockage de type autre que STEP (électrochimique, volants d'inertie, CAES et AA-CAES, hydrogène…) pouvant participer tant au mécanisme d'ajustement qu'aux services systèmes. Par contre, un arbitrage économique, en regard du service rendu (ajustement et/ou service système), pourrait justifier l'installation de quelques GW de batteries et volants d'inertie.

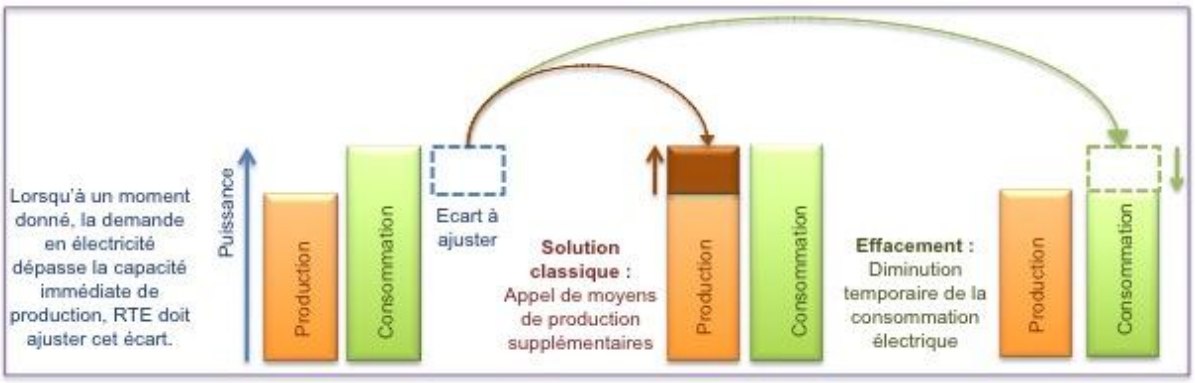
Par ailleurs, au vu du manque de maturité tant technique qu'économique des systèmes de stockage de type de CAES, AA-CAES ou encore hydrogène, ces systèmes ne sont pas envisagés comme participant de façon quantitative au mix énergétique à l'horizon 2030.

3.3.1.c. Capacités d'effacement

L'effacement consiste à diminuer temporairement le niveau de la consommation électrique de manière à soulager le réseau :

- en cas d'écart entre le niveau prévisionnel de production/consommation et le niveau réel constaté (ajustement),
- lors de pointes de consommation pour éviter de démarrer des centrales de pointe thermiques polluantes et à coût marginal élevé.

Le principe de l'effacement est schématisé par la figure ci-dessous[45] :



Mécanisme d'effacement

Dans l'hypothèse où les systèmes d'effacement sauront lisser leur intervention sur le profil de charge, il est également théoriquement possible, en dimensionnant correctement les capacités d'effacement, de limiter certains renforcements de réseau qui pourraient sinon s'avérer nécessaires pour couvrir des déséquilibres locaux.

Ces capacités d'effacement peuvent être de plusieurs natures :

- Le pilotage de postes de consommations permettant leur coupure. Ce pilotage est réalisé, à distance, de manière plus ou moins automatisée par un opérateur d'effacement et avec un impact nul ou consenti par l'utilisateur sur son confort.
- La mise ne place de signaux tarifaires incitant les consommateurs à décaler leur consommation d'électricité pendant les heures les plus contraintes. C'est par exemple le cas des tarifs heures pleines/heures creuses également couplés à un signal de pilotage du remplissage des cumulus.
- L'envoi de messages aux consommateurs lors d'alertes pour leur demander de chercher à réduire temporairement leur consommation d'électricité (démarche Ecowatt piloté par RTE en Bretagne et en région PACA)

Le rapport parlementaire Poignant-Sido de 2010 évaluait les capacités d'effacement mobilisables en 2018 à 2,8GW et les bilans prévisionnels RTE 2011 et 2012 retiennent l'hypothèse prudente de 3 GW de capacités d'effacement en 2016.

Les gisements de capacités d'effacement sont potentiellement très importants puisqu'avec des incitations suffisantes il est théoriquement envisageable de réaliser de la modulation de charge dans l'ensemble des secteurs résidentiels, tertiaires et industriels. Certaines capacités d'effacement sont plus faciles à mobiliser, car elles n'impactent pas le confort de l'utilisateur/occupant. D'autres nécessitent une rétribution financière pour être activées (notamment dans l'industrie dans le cas de consommation d'électricité liée au process).

[45] Extrait de l'avis de l'ADEME sur l'effacement diffus, http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=23394

Faute de retour d'expérience suffisamment significatif, il est actuellement difficile d'estimer le gisement d'effacement total, notamment à 2030 et 2050. Toutefois, en cas d'augmentation du prix de l'électricité et dans un contexte de besoins supplémentaires de flexibilité, il est raisonnable d'imaginer le développement d'offres de service d'effacement plus ou moins rémunérées selon l'impact sur le confort/l'activité économique de l'utilisateur. Par exemple, le pic de consommation électrique de 2009 (92,4 GW) fut pour plus d'un tiers lié à l'usage du chauffage électrique (environ 34 GW). Actuellement, la pointe augmente plus vite que la consommation[46] du fait notamment de la pénétration du chauffage électrique. Cette croissance de la pointe devrait ralentir avec la pénétration des pompes à chaleur, mais en 2030 l'usage chauffage représente toujours une part importante de la puissance appelée dans les visions ADEME.

Il est également possible d'effacer d'autres usages tels que la climatisation en été, ou encore des usages potentiellement déplaçables avec un impact réduit sur le confort de l'utilisateur. Ainsi, les usages remplissage des cumulus, lave-linge, lave-vaisselle ou sèche-linge pourraient être déplacés aux heures de moins forte contrainte pour le système électrique, par du pilotage automatique et/ou par des incitations tarifaires.

Enfin, la participation du secteur industriel, qui concerne aujourd'hui essentiellement des industriels très consommateurs d'électricité et représente environ 1 GW d'effacement[47], pourrait augmenter et inclure à terme, les petits industriels et le secteur tertiaire.

Ces gisements théoriques d'effacement ne seront effectivement exploitables que si les opérateurs d'effacement y trouvent un intérêt économique. Pour cela, deux stratégies sont envisageables pour ces opérateurs :

- Installation d'équipements permettant le pilotage à distance ou automatique des usages chez leurs clients, non ou peu rémunérés mais avec un impact nul ou très limité sur leur confort/activité économique. L'opérateur, éventuellement un agrégateur ou un fournisseur d'électricité, se rémunère alors sur le Mécanisme d'Ajustement, sur le Marché de capacité ou d'autres marchés à inventer.
- Proposition de tarifs horo-différenciés ou horo-saisonniers à leurs clients (modèle fournisseur) ou éventuellement de bons d'achat ou d'autres types de rémunération, sans lien a priori avec l'électricité (modèle fournisseur ou acteur tiers), afin de les inciter, par un certain signal, à décaler leur consommations d'électricité aux heures les moins contraintes. L'opérateur peut alors se rémunérer en gagnant éventuellement des nouveaux marchés avec une offre différenciée par rapport à ses concurrents ou éventuellement, à travers de nouveaux mécanismes à inventer, en démontrant l'apport de ces tarifications pour le réseau.

En conclusion, il existe des gisements certainement importants mais encore difficiles à quantifier de capacités d'effacement, aussi bien chez les « gros » industriels, que de l'effacement plus « diffus » (« petits » industriels, tertiaires et résidentiels). **Le chiffre de 3GW est donc retenu pour 2030.** Le développement d'offres d'effacement sera certainement lié à une évolution de la réglementation et des contraintes économiques et

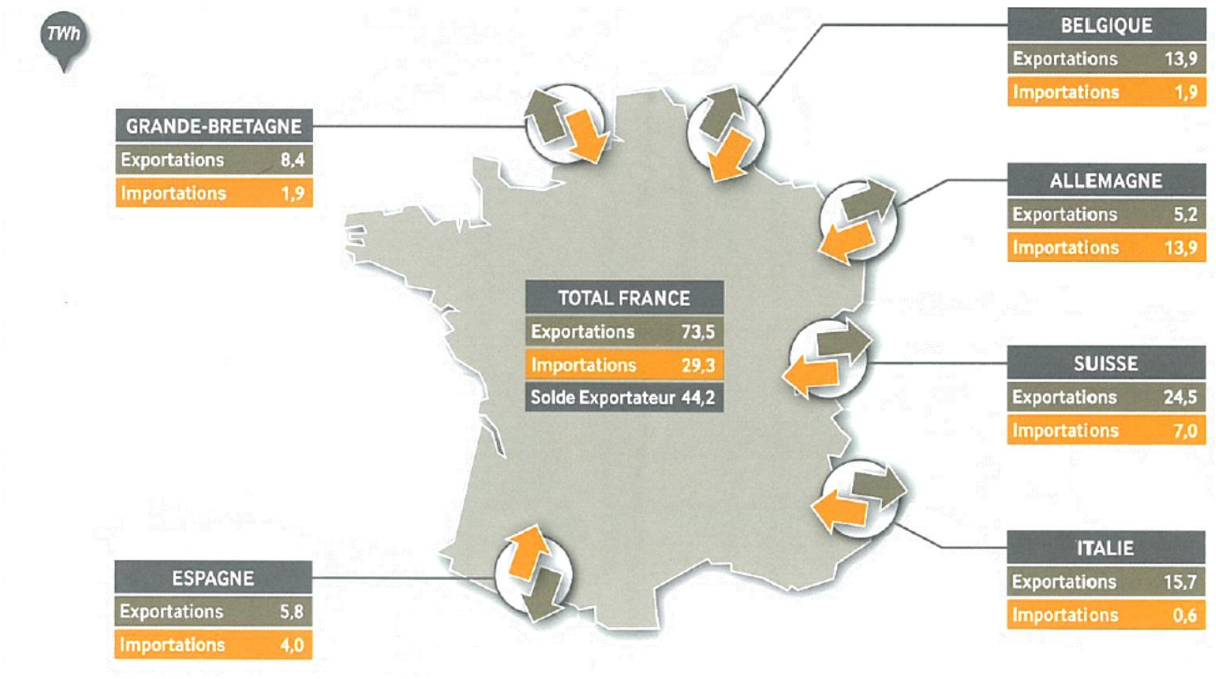
[46] Bilan Prévisionnel de RTE
[47] Bilan Prévisionnel 2011, RTE

reste difficilement prévisible. Toutefois, ces offres devraient peu à peu pénétrer le marché et apporter une flexibilité plus importante qu'actuellement (environ 3 GW aujourd'hui).

3.3.1.d. Interconnexions

La France compte actuellement 14 GW d'd'interconnexions électrique avec ses pays voisins (Angleterre, Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne). Ces interconnexions sont utilisées en permanence pour des échanges avec ces pays, en imports ou en exports (sur l'année le solde des échanges est positif mais en période de pointe hivernale le solde des échanges est généralement négatif). Lors de la pointe hivernale de février 2012, la France a par exemple été importatrice nette pendant plus de 10 jours consécutifs avec une pointe à plus de 9 GW le 09 février à 9h[48].

Ainsi, les interconnexions sont un moyen d'ajuster l'équilibre offre/demande, soit en comblant un déficit en puissance soit en évacuant un surplus de production. L'association des gestionnaires de réseau de transport européen (ENTSO-E) estime qu'un développement important des lignes haute tension est nécessaire dans et entre les pays de la plaque européenne[49] notamment du fait de l'insertion massive des énergies renouvelables dans le système électrique.



Echanges contractuels transfrontaliers en 2012 (Source : RTE, Bilan électrique 2012).

Dans le cadre de cet exercice prospectif, au vu de ces développements futurs et de ces estimations, l'ADEME a retenu l'hypothèse prudente de RTE de 21 GW d'interconnexions pour la France à l'horizon 2030.

[48] Retour d'expérience sur la vague de froid de février 2012, RTE
[49] Ten-Years Network Development Plan (TYNDP) 2012, ENTSO-E

Cette hypothèse est volontairement prudente afin de tenir compte des difficultés d'acceptabilité de plus en plus souvent constatées autour des projets de lignes à haute tension.

3.3.1.e La gestion du réseau électrique

i. Intérêts des technologies Smartgrids

L'introduction des technologies et services de smartgrids dans le réseau électrique permet de coupler l'acheminement d'électricité à un transfert d'informations sur l'état du réseau en temps réel (tension et courant sur les lignes, consommation et production d'électricité, pertes...) Ces informations, accompagnées d'outils de traitement, d'analyse ainsi que d'équipements de pilotage, permettent une gestion plus réactive et plus fine des moyens de productions et des usages électriques.

ii. Flexibilité de la consommation apportée par les technologies smartgrids

Concernant la consommation, les technologies de smartgrids pourront apporter de la flexibilité au système électrique en permettant le développement des capacités d'effacement de certains usages mais également en apportant de l'information aux consommateurs. Des fournisseurs de service (qui pourraient être les fournisseurs d'électricité ou des acteurs tiers) pourraient ainsi mettre à disposition de leurs clients des données sur leur consommation, en leur apportant des conseils pour réduire leur consommation d'électricité ou reporter certains usages en dehors des pics de consommation. Un gain sur la pointe peut donc être également être attendu.

iii. Insertion des énergies renouvelables accrue avec les technologies smartgrids

Les énergies renouvelables participent activement à l'équilibre du réseau, notamment grâce à la puissance importante installée en hydro-électricité. RTE souligne également dans son bilan prévisionnel 2012, que, malgré sa variabilité, l'éolien participe à l'équilibre offre-demande, et que son déploiement en France jusqu'à 20 GW pourrait se faire sans nécessiter de nouvelles centrales de réserve.[50] Toutefois, on comprend aisément que les systèmes photovoltaïque et éolien d'aujourd'hui ne disposent pas des mêmes capacités de pilotage que leurs homologues fossiles.

Le législateur a d'ores-et-déjà fixé une limite au taux de pénétration en énergies renouvelables pour les DOM, en autorisant le gestionnaire de réseau à déconnecter temporairement les installations dès lors que la puissance injectée d'EnR variable dépasse 30%.

Actuellement, dans les DOM, les déconnexions ne sont pas compensées par une rémunération, elles sont effectuées dans l'ordre inverse de la file d'attente. C'est le producteur qui réalise effectivement la déconnexion et la reconnexion. En mai 2009, EDF SEI n'avait pas encore d'estimation du nombre d'heure de déconnexion.

Ce seuil de 30% est en partie dû à la non-participation des éoliennes et du PV au réglage de la fréquence et de la tension, nécessaire au bon fonctionnement du système électrique. Toutefois, des pays avec des taux de pénétration plus importants d'énergie

[50] Contribution au débat public sur le parc éolien des Deux Côtes. Disponible sur http://www.debatpublic-eolien-en-mer.org.

renouvelable variables font déjà participer ces moyens de production aux services système au même titre que les moyens conventionnels (c'est le cas en Espagne par exemple). Les limites et les contraintes associées à un déploiement volontariste d'EnR variable sont très différentes selon qu'on considère des territoires faiblement interconnectés (voire des territoires insulaires) ou très interconnectés. Dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables variables, il est donc envisageable de faire participer ces énergies aux services système et ainsi de lever un des freins à leur insertion sur le réseau. On peut notamment citer l'exemple des onduleurs photovoltaïques, pour lesquels les fabricants travaillent actuellement sur des solutions pilotables par le gestionnaire de réseau qui permettront de résoudre ce problème en faisant participer les installations photovoltaïques au bon maintien du plan de tension.

En apportant de la flexibilité et de la réactivité au système, les smartgrids pourront également permettre une meilleure intégration des moyens de production renouvelable variable en limitant leurs contraintes sur le réseau et les coûts de raccordement associés. L'un des enjeux de ces technologies est notamment de permettre une augmentation du taux maximal de pénétration de ces moyens de production. La flexibilité sur la consommation décrite précédemment ainsi que le déploiement des technologies de stockage devront également permettre une pénétration accrue des énergies renouvelables.

iv. L'information du consommateur

Différentes études montrent l'intérêt des solutions d'information du consommateur sur sa consommation d'électricité pour l'aider à la maitriser et la réduire. Basée sur un relevé en temps réel de sa consommation par un compteur communicant, l'information du consommateur doit permettre de le former et de le sensibiliser sur la question de leur consommation l'électricité ; on peut également considérer qu'elle permettra indirectement d'éviter le gaspillage de l'électricité.

Les conclusions convergent sur le fait que la mise à disposition d'information gratuite sur la consommation en temps réel permet de générer des économies d'électricité de l'ordre de 5% [2% à 12%]. Toutefois, les ordres de grandeur pouvant différer d'une étude à l'autre, aucune hypothèse n'a été intégrée au scénario.

v. Technologies smartgrids et pertes sur le réseau

Les pertes électriques ont lieu sur le réseau de transport, qui achemine l'électricité à haute tension sur de longues distances (hors prélèvements directs par certaines industries grandes consommatrices), et sur le réseau de distribution, qui délivre l'électricité localement aux consommateurs.

Sur le réseau de transport, les pertes sont actuellement de l'ordre de 11 TWh par an pour une production injectée totale de 500 TWh environ. Les pertes instantanées varient entre 800 et 2 500 MW selon l'heure de la journée et le jour de l'année. Ces pertes annuelles dépendent de la consommation, des niveaux de transit de l'électricité, et de la distance moyenne entre lieux de production et consommation.

L'évolution de ces variables est difficile à prévoir à moyen et long termes du fait des incertitudes sur l'évolution de la topologie du réseau, des plans de production et de l'évolution de la consommation (nouveaux usages, notamment le véhicule électrique, pénétration du chauffage électrique,…). Un groupe de travail de la Commission de Régulation de l'Energie sur les « mécanismes de compensation des pertes » a publié un

rapport de synthèse estimant que les pertes devraient augmenter dans les prochaines années du fait de l'accroissement des capacités de transit existantes, RTE ayant des difficultés pour construire de nouvelles lignes (les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré de l'intensité parcourant la ligne).

Pour des très longues distances ou pour les lignes maritimes et enterrées, le passage en courant continu permet de limiter les pertes en ligne. Cette technologie est d'ailleurs privilégiée pour les interconnexions sous-marines par exemple entre la France et l'Angleterre[51] ou entre la France et l'Italie.

Sur le réseau de distribution, les pertes sont d'environ 6% de l'énergie consommée soit environ 20 TWh par an, réparties en 12 TWh de pertes techniques (par effet Joule principalement) et 8 TWh de pertes non techniques (imprécision ou défaut du comptage, fraudes, erreurs humaines, etc.). Les pertes sur le réseau de distribution dépendent de la puissance injectée au niveau des postes source qui elle-même dépend des plans de consommation ainsi que des longueurs des lignes avals. Pour réduire les pertes, plusieurs solutions sont possibles :

- réduire les pertes linéiques sur les nouvelles lignes (nouveaux alliages, section des câbles réduite)
- modifier les transformateurs pour réduire les « pertes fer »
- optimiser le réseau en modifiant les volumes de charge dans les transformateurs (seule solution possible pour les lignes existantes)

Les pertes techniques totales s'élèvent donc à environ 23TWh par an, soit environ 5% de la production, et les pertes non techniques à 8TWh par an soit environ 1,5% de la production.

Les smartgrids devraient également permettre de réduire les pertes en ligne :

- Les pertes non techniques par une meilleure connaissance des consommations en temps réel (meilleure détection des fraudes et moindres erreurs de comptage)
- Les pertes techniques grâce à une anticipation accrue des flux d'électricité sur le réseau (meilleure connaissance de l'état du réseau, des consommations et productions en temps réel) permettant d'adapter les plans de tension de manière à minimiser les pertes.

A l'horizon 2030, il est difficile d'envisager une réduction des pertes techniques, fortement dépendantes des plans de production et de la consommation ainsi que des technologies de réseau mises en place. Il est par contre raisonnable d'envisager une diminution des pertes non techniques permise par l'essor des technologies smartgrids, mais celle-ci n'a pas été chiffrée.

[51] Pour l'interconnexion France-Angleterre, IFA2000, le courant continu permet également de relier deux réseaux asynchrones.

3.3.2. Scénario ADEME 2030 : réaliser un ajustement de la consommation et de la production au pas de temps horaire

L'ADEME a développé un outil informatique en interne afin de valider que les capacités électriques des différents moyens de production envisagées dans ces visions permettront de répondre à la consommation d'électricité en 2030. Cet outil a pour objectif de vérifier qu'au pas horaire le mix de production aux horizons de temps considérés permet de soutenir la consommation à ces même horizons étant données :

- Une courbe de consommation annuelle pour l'année 2030, issue de la partie « consommation électrique » du scénario, modulée à partir des fluctuations horaires constatées sur les « années de base » 2009/20010 et 2011/2012.
- Des hypothèses sur les capacités installées pour les différents moyens de production d'électricité renouvelable, issues de la partie offre du scénario.
- Des courbes de production EnR variables annuelles au pas horaire pour l'éolien et le photovoltaïque pour les années récentes, réhaussées pour les capacités installées 2030.
- Des hypothèses sur les contraintes imposées à certains moyens de production (facteur de charge minimum et maximum pour le nucléaire, facteur de charge maximum des CCG – Cycles Combinés Gaz et capacités de pointe et thermiques non renouvelables décentralisées, facteur de charge maximum pour l'hydraulique, taille et vitesse de remplissage des stocks hydrauliques etc.)
- Des hypothèses sur les moyens de stockage installés (capacité installée en puissance et en énergie, contraintes sur ces moyens de stockage)
- Des hypothèses sur les capacités installées d'interconnexions et leur taux maximal d'utilisation à l'import et à l'export
- Enfin des hypothèses sur l'utilisation du surplus de production d'électricité (exportations notamment).

3.3.2.a. Caractéristiques de l'outil de modélisation utilisé

L'outil, développé par l'ADEME, n'est pas un modèle d'optimisation technico-économique des capacités de production étant donné une consommation électrique annuelle. Il présente une modélisation des contraintes de production et de consommation sous diverses hypothèses techniques, et intégrant dans la mesure du possible des considérations économiques.

En d'autres termes, il ne peut pas fournir de mix de production électrique optimal étant donnés des contraintes physiques, économiques et environnementales. Il permet par contre de vérifier qu'un mix de production donné est dimensionné en énergie et en puissance selon les besoins, et qu'à chaque heure de l'année, l'offre et la demande d'électricité sont équilibrées. Il inclut également un certain nombre de simplifications : non-spatialisation des moyens de production et des lieux de consommation, non-modélisation de la plaque européenne, etc. Ces limites ouvrent la possibilité d'un travail ultérieur avec le gestionnaire du réseau.

i. Structure de l'outil de modélisation utilisé

La structure de l'outil de modélisation a pour base l'estimation, d'un côté, de la consommation électrique et, de l'autre, de la production (offre électrique).

L'offre électrique est basée sur une modélisation de l'ordre d'utilisation des différents moyens de production pour répondre à la consommation d'électricité. Celui-ci est fixé et est une composante dimensionnante et intrinséque de l'outil de modélisation. . En effet, l'outil ne permet pas de sélectionner les moyens de production en fonction d'un « merit order » basé sur des critères de coût marginal ni la prise en compte automatique et systèmatique de la durée d'utilisation des moyens de production. L'ordre d'appel des différents moyens de production est avant tout basé sur un « merit order » technique et la disponibilité effective de ces moyens au moment où ils sont appelés.

Pour autant, l'ordre de priorité d'appel des divers moyens de production tente de tenir compte à posteriori de la réalité économique d'utilisation de ces moyens. En effet, des ajustements sont effectués afin que des moyens tels que le nucléaire ou les CCG et les capacités de pointe et thermiques non renouvelables décentralisées fonctionnent un nombre d'heures suffisant permettant leur rentabilité dans les conditions économiques actuelles.

Dans la modélisation de référence des moyens de production, l'ordre de priorité des moyens de production[52], de la base à la pointe, est le suivant :

1. Moyens de production d'origine renouvelable utilisés en base (biomasse, biogaz, géothermie, UIOM – Usine d'Incinération des Ordures Ménagères, cogénération de chaleur fatale industrielle, hydraulique au fil de l'eau, et énergies marines)
2. Moyens de production d'origine renouvelable variables (éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque)
3. Nucléaire
4. CCG
5. STEP
6. Hydraulique éclusée
7. Hydraulique barrage hebdomadaire
8. Hydraulique barrage saisonnier
9. Moyens de pointe non renouvelables (ex. TAC), moyens de stockage autres (stockage de masse et batterie), import.

L'objectif étant l'adéquation entre production et consommation, la base de construction du modèle est la **notion de demande résiduelle**[53].

La demande résiduelle est estimée à chaque étape et à chaque heure. Le but est de minimiser (cas d'un défaut de production persistant), d'annuler, voire de rendre négative (cas du surplus de production) cette demande résiduelle grâce à l'ensemble des moyens de production et de flexibilité à disposition. Sous contraintes techniques et économiques, il est alors possible de déterminer un mix de production équilibrant la consommation dans la limite des capacités installées. Des surplus et défauts de production peuvent être observés selon que la production soit plus ou moins forte que la consommation.

[52] Voir le chapitre précédent pour le détail des hypothèses concernant les différents moyens de production

[53] La demande résiduelle est la demande restant à satisfaire après ajout distinct et successif des différents moyens de production selon l'ordre de priorité défini.

Plus précisément, les étapes de détermination de la demande résiduelle finale sont les suivantes :

- La demande résiduelle initiale est égale à la consommation électrique heure par heure à l'horizon considéré (2030).
- Dans un premier temps la production d'origine renouvelable (exceptée la production hydraulique flexible) est prise en compte ; la demande résiduelle à ce stade est la différence entre la consommation électrique (demande résiduelle initiale) et le productible renouvelable estimé.
- Puis, la production nucléaire est prise en compte[54] : la demande résiduelle à ce stade correspond alors à la différence entre la demande résiduelle de l'étape précédente et le productible nucléaire.
- Le processus est répété jusqu'à minimiser la demande résiduelle finale, au moment de plus forte consommation en ajoutant les moyens de production suivant l'ordre défini ci-dessus.

ii. Modélisation de la consommation électrique au pas horaire

Afin d'estimer l'impact des visions ADEME sur l'équilibre du réseau électrique, un travail de modélisation de la consommation électrique a été réalisé. Ce paragraphe en explique les principes.

Les deux piliers des visions ADEME, à savoir le déploiement d'EnR et d'importants investissements en efficacité énergétique ont pour conséquence d'une part de stabiliser, voire réduire la consommation d'électricité ; d'autre part, la réduction des usages thermosensibles – chauffage, éclairage - lisse la courbe de charge.

La modélisation de la consommation électrique suit ainsi une démarche bottom-up :

Estimation de la demande d'énergie par vecteur et par secteur annuelle
↓
Demande d'électricité annuelle
↓
Désagrégation par secteur et usage
↓
Application de courbes de charge par secteur et usage
↓
Agrégation des courbes de charges de 12 journées par an
↓
Reconstitution de la courbe de charge annuelle

En entrée du modèle, la saisonnalité sur les 12 mois et sur les 24 heures de chacune de ces journées mensuelles moyenne est renseignée. Cela est opéré pour chacun des secteurs et usages suivants [55]:

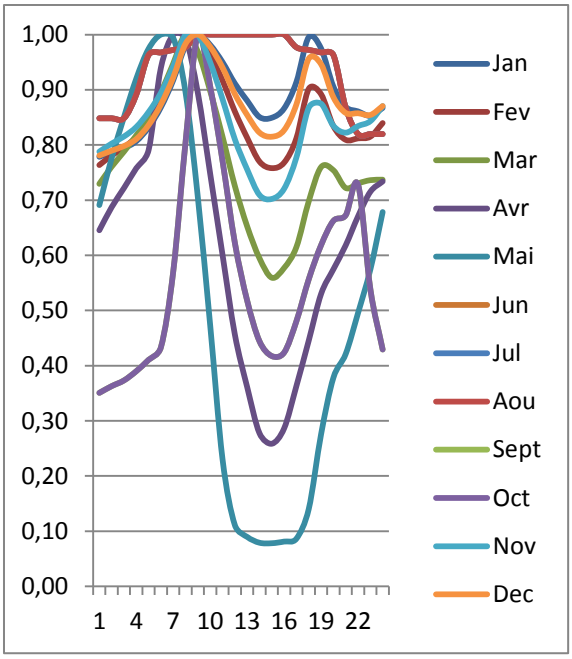
[54] Pour le détail de l'estimation de la production nucléaire ainsi que les hypothèses sous-jacentes se référer à la suite : « Offre : estimation de la production électrique », « Production nucléaire ».

Secteurs et usages dans MEDLOAD

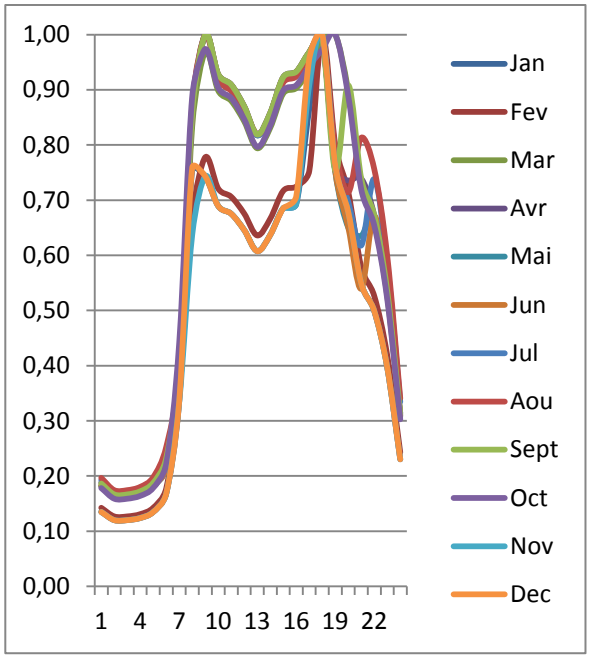
Secteur	Usages distingués
Ménages	Chauffage ECS Cuisson Eclairage Electricité spécifique
Tertiaire	Usages thermiques Electricité spécifique Eclairage public
Industrie	Industrie grandes consommatrices d'énergie Autres industries
Transport	Véhicules électriques Fer (métro, tram, train)
Agriculture	

Afin de ventiler les consommations annuelles de chacun des secteurs et pour chacun des usages qui le concernent, deux sources d'information ont été utilisées. Tout d'abord, nous avons utilisé les bilans prévisionnels de RTE 2009 et 2011 pour estimer la saisonnalité des usages thermiques, de l'éclairage, du transport (trains et véhicules électriques). Dans le cas du transport, cela a été couplé avec des données de la SNCF. Pour ce qui est des usages électriques spécifiques, la base charter® (Energies Demain) a été utilisée pour ventiler les consommations annuelles. Charter est une estimation des consommations horaires, pour les 8760 heures de l'année, de tous les appareils électriques.

[55] Cela fait total de 3600 valeurs à renseigner.



Usages thermiques



Eclairage

Exemples de courbes de charge par usage (taux de fonctionnement en fonction de l'horaire)

Nous avons par ailleurs vérifié que nous pouvions reproduire la consommation électrique totale en 2010. Le résultat trouvé (437 TWh) est très proches des données CEREN corrigées du climat (434,5TWh), l'écart étant de moins de 1%.

Par agrégation des courbes de charge de chaque secteur, elle-même étant le produit de l'agrégation des courbes de charges par usage dudit secteur, la courbe de charge globale est obtenue. Autrement dit, nous avons la charge, en GW, à chaque heure d'une journée moyenne de chacun des 12 mois de l'année.

Pour tenir compte de la saisonnalité intra-hebdomadaire, une pondération est appliquée pour passer d'un jour moyen (pour un mois donné) à un jour semaine, un samedi ou un dimanche. Cette pondération est calculée en se basant sur la courbe de charge d'une année de référence (2011, par exemple). La méthode de calcul permettant la construction de la courbe de consommation à l'horizon de temps considéré est la suivante :

- Construction, pour l'année historique de référence, de la consommation électrique journalière mensuelle type au pas horaire ;
- Détermination d'un coefficient correcteur évaluant l'écart entre la consommation effective au pas horaire de l'année de référence et la consommation horaire de la journée type du même mois ;
- Application de ce facteur correctif à la consommation journalière électrique mensuelle type à chaque heure sur l'ensemble de l'année.

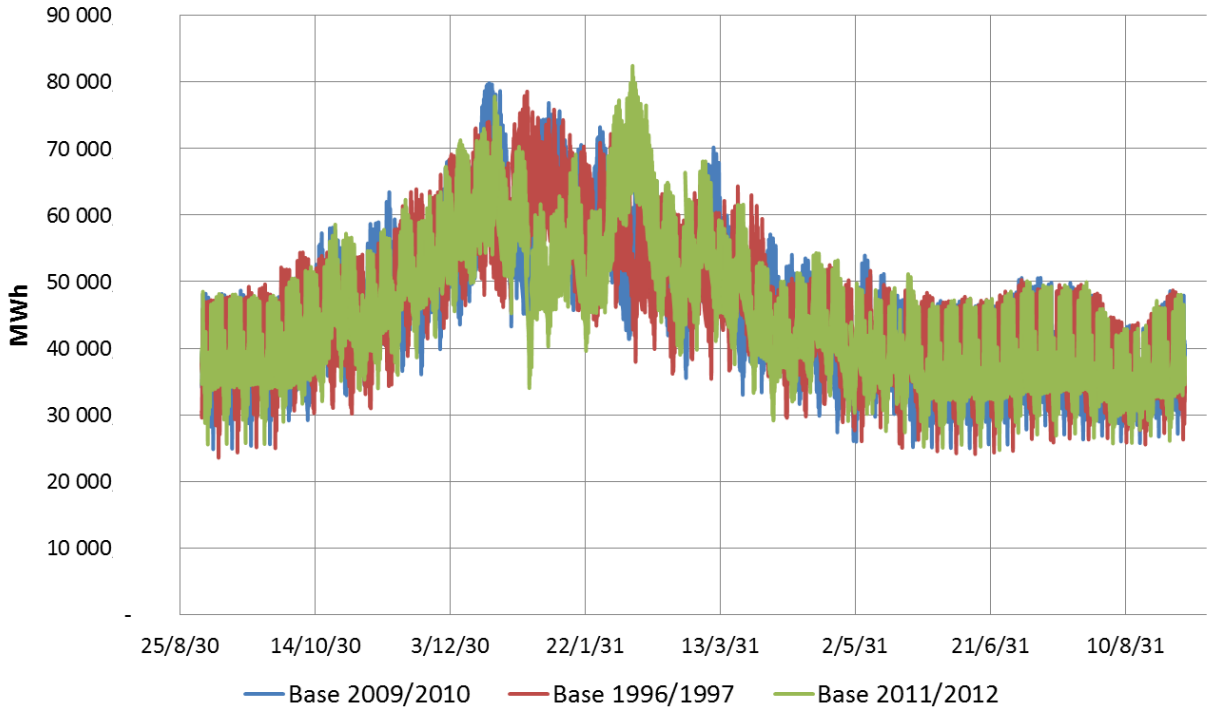
A ce stade, la courbe de charge pour chacune des 8760 heures de l'année est renseignée. Après avoir ajouté le secteur de la production d'énergie, les échanges et les pertes, elle peut être couplée avec la production électrique pour tester la fiabilité horaire du système.

Cette méthode a permis de reconstituer 2 courbes de consommation horaire pour l'année 2030 : un cas fortement contraint en hiver (l'année 2011/2012 ayant connu l'une des vagues de froid les plus sévères de ces trente dernières années - au mois de février en particulier) et un cas considéré comme nominal (année 2009/2010). Les consommations historiques sont issues de données RTE.

Quelques limites et biais possibles :

- Même si les courbes de charge intra-journalière reflètent une baisse de la thermosensibilité, la méthode utilisée pour passer à une courbe annuelle reproduit les écarts de thermosensibilité actuels d'un jour au suivant.
- De même, cette dernière étape ne permet pas d'obtenir une courbe de consommation non corrigée des effacements de type EJP-TEMPO
- Pour plus de représentativité, la simulation d'un faisceau de courbes de consommation ayant une représentativité statistique pourra être développée par la suite.

Pour 2030, la figure suivante présente différents profils de consommation électrique annuelle issus de bases historiques différentes pour la déclinaison au pas horaire.



Courbes de la consommation finale électrique à l'horizon 2030 pour différentes bases de profil

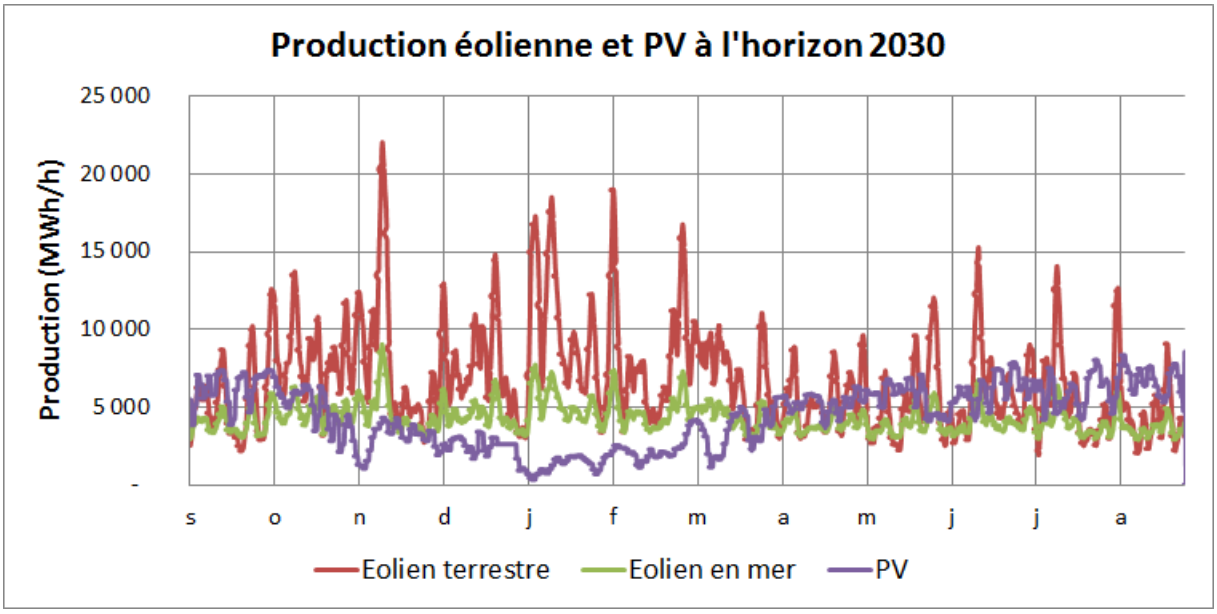
iii. Modélisation de la production électrique au pas horaire

Production renouvelable variable

Les courbes de charge de l'éolien terrestre et du photovoltaïque sont basées sur les courbes de charge observées en 2011. La correspondance avec les capacités installées aux horizons considérés (2030) a été obtenue par modification des volumes de production.

Pour l'éolien en mer, en raison du manque de données sur les courbes de charge actuelles, une approche différente a été utilisée pour l'estimation du productible éolien marin. La production éolienne en mer a été calculée à partir de la courbe de charge de l'éolien terrestre en y ajoutant un bruit de basse fréquence pour décorréler les courbes de production éolienne terrestre et offshore. Dans un deuxième temps, un filtre « passe-bas » est appliqué afin de lisser la production éolienne offshore, moins variable que l'éolien terrestre. Cette modélisation a été calée sur un facteur de charge de 35% pour l'éolien en mer.

Les courbes de production annuelle à l'horizon 2030 pour l'éolien et le PV sont données dans les figures ci-dessous.



Production renouvelable en base

Les moyens de production renouvelable en base considérés sont : la biomasse, le biogaz, la géothermie, les UIOM – Usines d'Incinération des Ordures Ménagères, la cogénération de chaleur fatale industrielle, l'hydraulique au fil de l'eau, et, dans un souci de simplification, les énergies marines et hydroliennes (avec comme hypothèse un foisonnement et une régularité de production suffisante pour qu'elles soient considérées comme participant à la production de base).

La production électrique issue de ces moyens est égale au produit de la capacité installée par leur facteur de charge calculé à partir de la production annuelle. En première approximation, elle est considérée comme invariante sur l'année (production en base), sauf pour l'hydraulique au fil de l'eau pour lequel une variabilité saisonnière (hiver, printemps, été, automne) est considérée afin de tenir compte de l'évolution des stocks hydrauliques et des débits des rivières au cours de l'année. A contrario, le productible issu des énergies marines a été considéré comme invariant sur l'année.

Production nucléaire

Dans le modèle, la production nucléaire est calculée à partir de la demande résiduelle (consommation électrique annuelle à l'horizon considéré diminuée de la production EnR variable et EnR en base), en moyenne à J+1. Ce lissage, qui ne correspond pas à la manière dont les centrales nucléaires sont pilotées en pratique, permet de simuler de manière simplifiée une variation relativement lente de cette production nucléaire (variation horaire du facteur de charge toujours en deçà de 5%, ce qui correspond aux variations observées actuellement), tout en acceptant des différences de production significatives selon les saisons. Cette production s'ajuste donc à la consommation mais sans suivre ses fluctuations horaires.

Actuellement, la production d'électricité à partir de centrales nucléaires peut être ajustée de deux manières :

- les centrales nucléaires peuvent fonctionner à une valeur non nominale de leur point de fonctionnement (bien qu'habituellement considérées comme des moyens de production non flexibles, elles comportent une part de flexibilité) ;
- les arrêts de tranches nucléaires, pour effectuer les opérations réglementaires de maintenance, peuvent être planifiés à l'avance lors des périodes de faible consommation, notamment en période estivale.

La modélisation retenue pour la production nucléaire, suivi de la demande résiduelle moyennée à J+1 et facteur de charge contraint entre 50% et 95%[56], permet d'obtenir une courbe de production nucléaire cohérente avec celle observée actuellement sur le parc français. Dans la période estivale, on considère un taux maximal de disponibilité d'environ 60%, pour tenir compte de la planification des opérations de maintenance.

Ainsi, la capacité nucléaire installée à l'horizon 2030 est obtenue par simulations successives visant la minimisation de la demande résiduelle aux moments de plus forte consommation à partir de l'outil de modélisation développé. La capacité finalement considérée est celle qui permet d'obtenir un facteur de charge moyen annuel cohérent avec la rentabilité économique du parc nucléaire dans les conditions de rentabilité économique actuelle. Il est ainsi considéré qu'au-delà de 6 000 heures de fonctionnement pleine puissance, la rentabilité du parc est assurée. La capacité nucléaire retenue correspond donc à un fonctionnement à pleine puissance pendant 6 000 heures dans l'année ou plus.

Production Cycle combiné Gaz (CCG) et capacités de pointe et thermiques non renouvelables décentralisées

La production des CCG participe directement à la minimisation de la demande résiduelle aux moments de plus forte consommation (après utilisation du nucléaire) ; c'est-à-dire que ces moyens de production ne sont utilisés que lorsque la demande résiduelle est positive. En d'autres termes les CCG ne participent pas directement à la production de surplus d'électricité.

Il en est de même de la production de capacités de pointe et thermiques non renouvelables décentralisées lorsqu'il y en a (TAC gaz, etc.)

[56] Dans « Nuclear energy and renewables » de la NEA/OECD, le facteur de charge minimum pour le nucléaire est de 50%.

Le facteur de charge de ces moyens de production ne peut dépasser 95%, afin de tenir compte de pannes éventuelles ou arrêts pour maintenance sur ces moyens de production.

Production hydraulique flexible

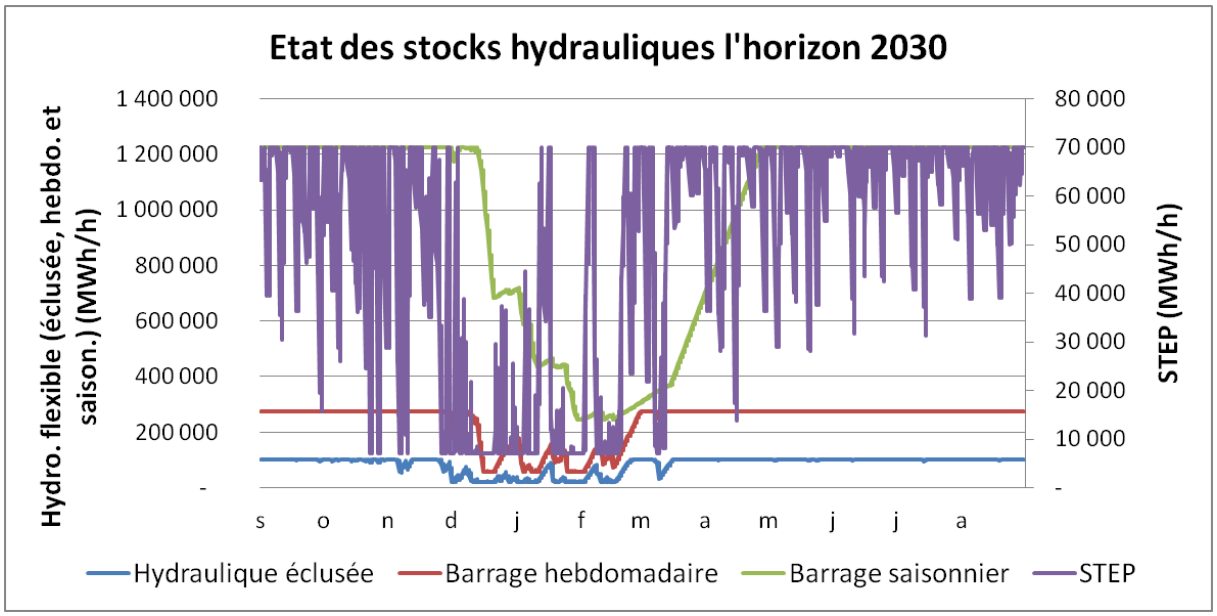
Le principe d'appel aux moyens hydrauliques est identique à celui des CCG : ces moyens sont appelés afin de minimiser la demande résiduelle tant que celle-ci est positive. Pour autant, étant données les contraintes hydriques sur le fonctionnement des ouvrages hydrauliques, des limitations supplémentaires, spécifiques au fonctionnement de ces ouvrages, ont été intégrées, afin de prendre en compte :

- que 100% du parc hydraulique ne peut être mobilisable à un instant donné du fait des opérations de maintenance, de pannes ou encore de restriction de l'utilisation des ressources en eau ;
- que les stocks hydrauliques se remplissent en fonction des apports en eau, et donc des saisons, et se vident lors des périodes de fortes consommations, et donc également avec des différences marquées entre les saisons ;
- que pour des raisons de sécurité et de sureté le vidage complet des réservoirs n'est pas envisageable dans le contexte de la production électrique.

Ainsi, en pratique, ces contraintes portent :

- sur la production maximale (50% pour les ouvrages éclusés, hebdomadaire ou saisonniers ; 90% pour les STEP),
- sur le taux de remplissage des stocks hydrauliques (STEP : stockage aux heures de surproduction par rapport à la consommation, « Eclusées » environ un remplissage par semaine, « petits barrages » - ou « hydraulique hebdomadaire » - environ deux remplissages par mois et « grands barrages » - ou « hydraulique saisonnier » - environ deux remplissages par an) qui varie suivant les saisons ;
- sur la quantité de stock hydraulique qui ne peut être utilisée (20% pour l'ensemble des ouvrages hydraulique et 10% pour les STEP), car ces stocks doivent également être utilisés pour d'autres usages et les vider complètement fragiliseraient l'écosystème local.

Une représentation de l'évolution des stocks hydraulique et des taux de remplissage annuels des différents moyens de production hydrauliques « flexibles » est l'objet de la figure ci-dessous.



Moyens de stockage d'électricité

Le modèle ne considère pas explicitement de capacités de stockage autres que les STEPs, il n'intègre donc ni stockage électrochimique, CAES ou AA-CAES, ni volants d'inertie à l'horizon 2030. Comme explicité dans le chapitre précédent, l'incertitude tant au niveau réglementaire que technico-économique pesant sur le stockage d'énergie ne permet pas de le considérer finement et explicitement.

On peut noter que le modèle autorise la sollicitation d'import d'électricité (lorsque les capacités d'import ne sont pas saturées) afin de remplir les STEP. Elles se révèlent ainsi grandement utiles pour le passage des périodes contraintes.

iv. Modélisation des interconnexions

Les interconnexions sont prises en compte dans le cadre de la modélisation du mix énergétique aux horizons 2030 et 2050. Ces interconnexions sont un moyen d'ajustement de la production électrique afin, soit de combler un déficit en puissance ou en énergie, soit d'évacuer un surplus de production. Notre absence de modélisation du mix européen constitue toutefois un manque dans l'analyse que nous avons pu mener.

Le fonctionnement de ces interconnexions est simplifié sous la forme suivante : une capacité physique d'utilisation de 21GW en export et de 16 GW en import à l'horizon 2030 dont 80% peuvent être utilisés. A titre de comparaison, la capacité physique d'échange avec les pays voisins est aujourd'hui d'environ 15 GW en export et un peu plus de 9 GW en import dont 8 GW environ garantis[57]. Au cours de la vague de froid de l'hiver 2012, entre le 2 février et le 14 février, les interconnexions ont été utilisées en moyenne à un peu plus de 30% de la capacité maximale physique, avec des pointes d'utilisation à près de 90%.

[57] Bilan prévisionnel de RTE, pages 124-125 (2012)

v. Modélisation de la production d'hydrogène et méthanation

L'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène a été implémentée dans l'outil de modélisation comme contributeur à la consommation du surplus d'énergie. Cependant, dans les présentes simulations à l'horizon 2030, aucune capacité d'électrolyse n'a été considérée.

La méthanation de l'hydrogène stocké afin de produire de l'électricité n'a pas été implémentée dans l'outil de modélisation et aucune capacité n'a été considérée à l'horizon 2030.

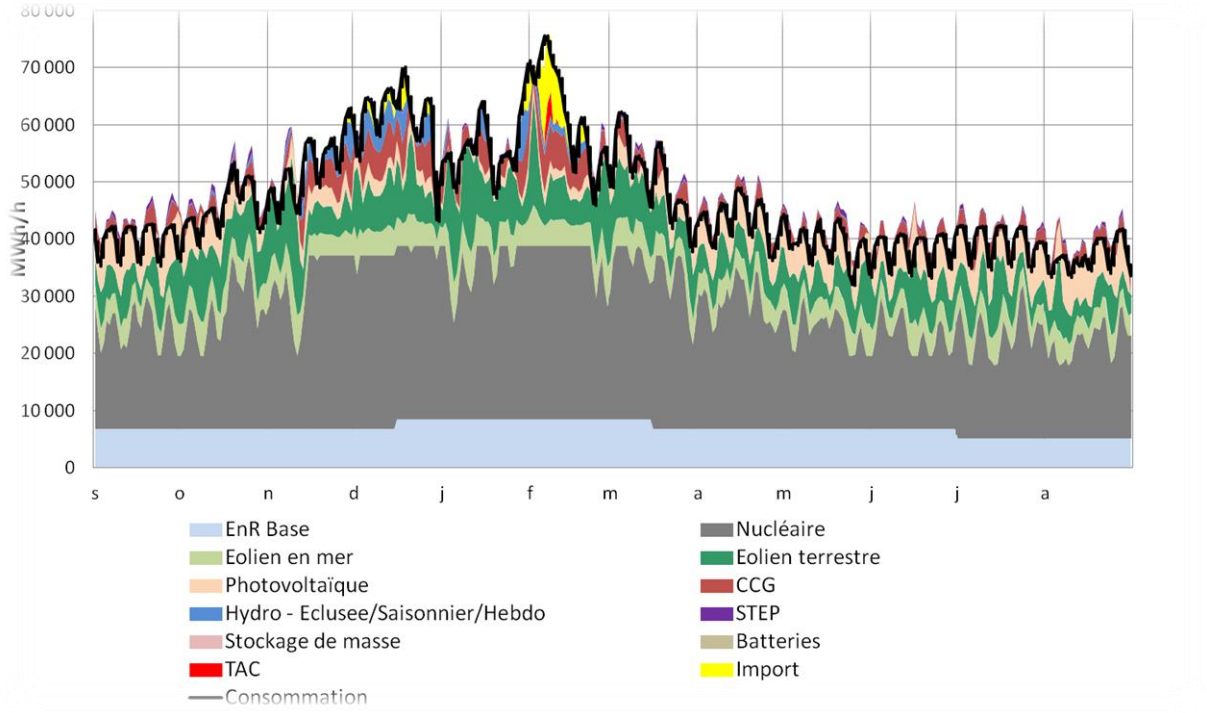
3.3.2.b. Résultats de la modélisation pour l'équilibre offre-demande au pas horaire

En suivant une démarche itérative de vérification des contraintes techniques et économiques, nous avons pu définir un mix de production équilibrant la consommation dans la limite des capacités installées. Ce mix respecte les contraintes économiques suivantes :

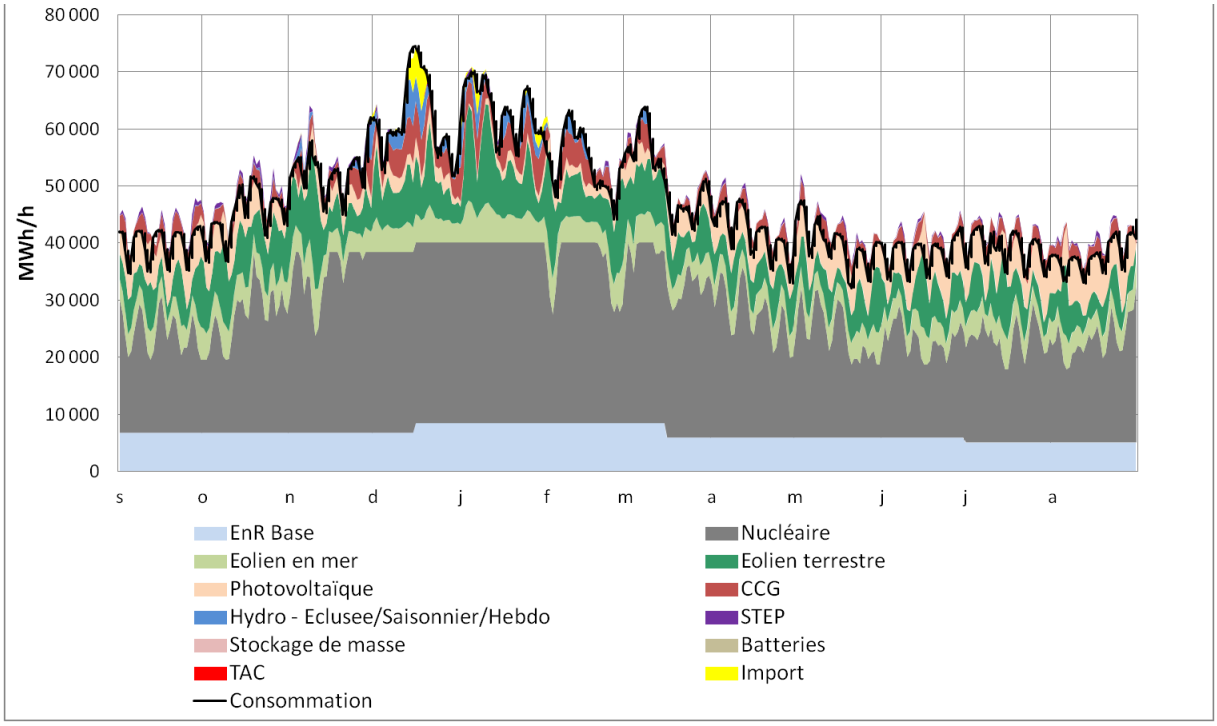
Moyens de production	Durée minimale de fonctionnement à pleine puissance
Nucléaire	6000 h
Cycle Combiné Gaz	2500 h
Turbine à Combustion	100 h

Les travaux de modélisation ont permis d'aboutir au mix présenté dans la section suivante.

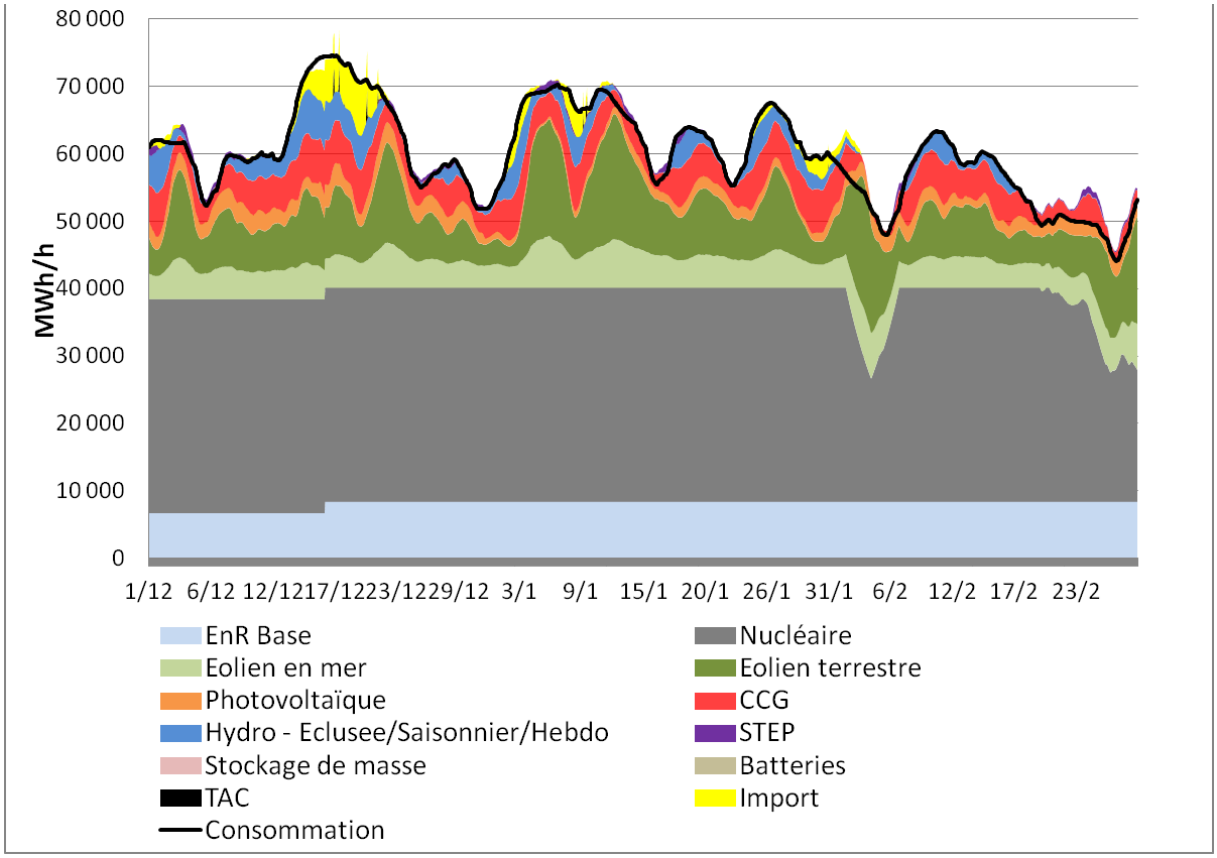
Les figures suivantes montrent les courbes superposées des différents moyens de production et de flexibilité et de la consommation pour deux années simulées. Elle montre une surproduction en été qu'il est possible de traiter en premier lieu par les moyens d'exportation puis si cela s'avérait nécessaire, par d'autres moyens (électrolyse, déconnexion de production fatale,...).



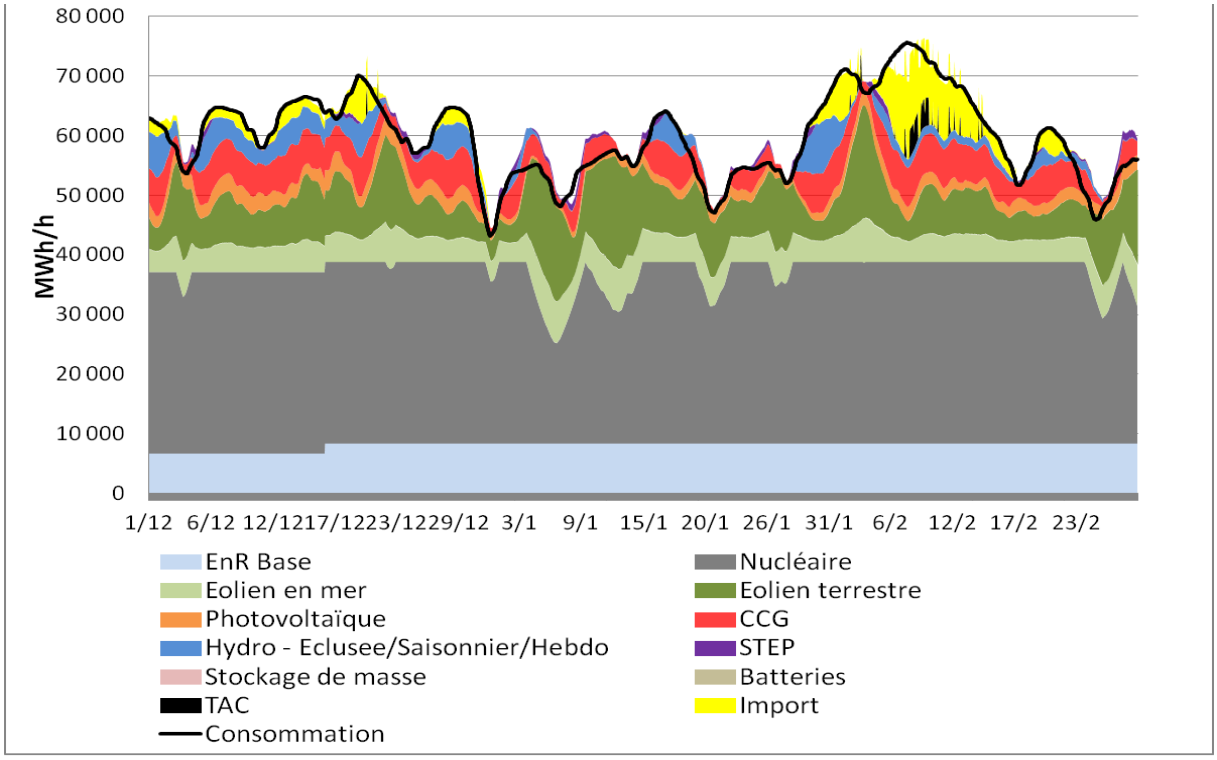
Modélisation horaire des différents moyens de production sollicités pour couvrir la consommation d'électricité en 2030 (équivalent année 2011-2012)



Modélisation horaire des différents moyens de production sollicités pour couvrir la consommation d'électricité en 2030 (équivalent année 2009/2010)



Modélisation des différents moyens de production sollicités pour couvrir la consommation d'électricité en hiver 2030 (équivalent année 2009/2010)



Modélisation des différents moyens de production sollicités pour couvrir la consommation d'électricité en hiver 2030 (équivalent année 2011/2012)

Avec ce mix et ce modèle, Il subsiste cependant des heures de l'année durant lesquelles, au vu de ces contraintes économiques, aucun moyen de production ou de flexibilité ne serait rentable pour répondre à la consommation (heures de très forte pointe quelques heures par an). Lors de ces heures particulièrement contraintes, plusieurs options seraient envisageables pour répondre à la demande et ainsi équilibrer le système :

- Augmenter la capacité installée des moyens de production au détriment de leur rentabilité économique (il s'agit de trouver d'autres outils économiques permettant de compenser cette faible rentabilité)
- Considérer explicitement l'effacement comme variable d'ajustement. Comme mentionné dans le chapitre précédent, l'effacement contribue aujourd'hui à hauteur de 3 GW à l'équilibre du système électrique et cette contribution pourrait augmenter à l'avenir si des incitations nécessaires sont mises en place. L'effacement n'est pas intégré à notre outil de modélisation.
- Faire appel à des capacités et des technologies de stockage d'énergie (chaleur ou électrique) de masse, pour lesquels un modèle économique de valorisation est encore à développer.

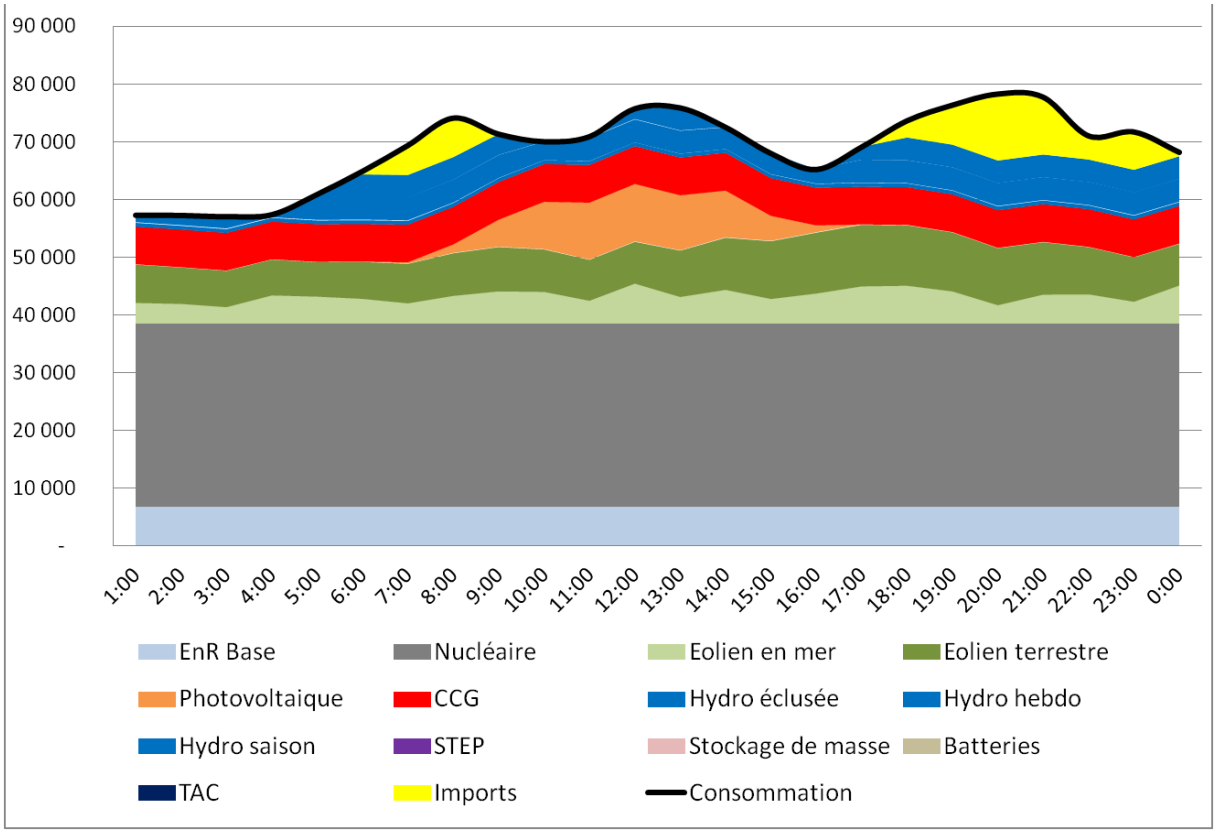
Quel que soit le moyen de production ou de flexibilité considéré, il est économiquement complexe de couvrir tous les risques de surconsommation ou de sous-production : aléas climatiques, pannes simultanées de plusieurs groupes de production de grande capacité etc. Ainsi, les derniers GW nécessaires, qui ne seraient peut être utilisés que quelques heures sur une décennie ne pourront jamais être rentabilisés. C'est pourquoi, même

aujourd'hui, le dimensionnement du système électrique permet de couvrir les aléas « statistiquement probables », et non pas « tout risque de défaillance » (RTE retient dans son bilan prévisionnel un critère de défaillance inférieure à 3 heures par an en espérance).

Ce raisonnement s'applique également pour le surplus de production. Si les interconnexions ou la demande des pays voisins ne sont pas suffisantes pour évacuer le surplus de production français, le surplus « résiduel » pourrait être absorbé de la manière suivante :

- Augmenter les capacités d'interconnexions (avec toutes les contraintes que cela entraîne) et d'électrolyse (qui doivent toutefois fonctionner plus de 1000 heures par an pour être rentables) ;
- Electrolyser une partie de l'électricité produite pour l'injecter dans le réseau de gaz ;
- Considérer d'autres formes de stockage, tel que le stockage thermique intersaisonnier, qui pourrait absorber des surplus de production durant l'été et les restituer sous forme de chaleur durant l'hiver ou encore le stockage thermique dans les réseaux de chaleur qui représente une capacité de stockage potentiellement importante ;
- Diminuer la production nucléaire à certains moments (une limite basse du facteur de charge du parc nucléaire à 50% est considéré dans le modèle, alors qu'aujourd'hui ce facteur de charge peut descendre à moins de 40% à certaines heures), toutefois il faut alors s'assurer que la rentabilité du parc est bien conservée ou bien trouver d'autres mécanismes de rémunération ;
- Délester une partie de la production renouvelable aux heures de pic de production ce qui pourrait s'accompagner d'une compensation financière si cela s'avérait nécessaire.

Voilà un exemple d'une journée d'hiver relativement rigoureuse heure par heure avec les STEP ayant déjà été vidées les jours précédents :



Production un jour de l'hiver 2030

Enfin, il serait nécessaire de mener une étude statistique plus poussée sur un grand nombre de courbes simulées de consommation, de production éolien ou encore PV, en considérant plusieurs « scénarios » pour les contraintes sur les autres moyens de production, afin de consolider les résultats du modèle. Rappelons que les résultats présentés ici ont été obtenus en simulant des courbes de consommation « calquées » sur les profils de consommation de trois périodes (1996/1997, 2009/2010 et 2011/2012) et un seul profil de production éolien/PV (année 2011).

3.3.5. Bilan du scénario de l'ADEME pour le réseau électrique en 2030

Comme présenté au chapitre précédent, la coube de consommation électrique journalière mensuelle type heure par heure résulte de l'agrégation de l'ensemble de ces scénarios d'évolution de la consommation pour les différents secteurs. Il en découle une courbe de consommation annuelle au pas horaire.

Secteurs de consommation	2030 (Mtep)
Résidentiel	10,8
Tertiaire	9,9
Industrie	9
Transport	1,8
Agriculture	0,9
Total consommation énergie finale	32,4 Mtep
+ secteur de la production d'énergie*	1,4
Total consommation intérieure	33,8 Mtep

* La consommation électrique du secteur de la production d'énergie intègre la consommation électrique des raffineries (0,32Mtep) et des industries « amont » : extraction de pétrole, de gaz et de charbon (0,18Mtep) et industrie de l'uranium (0,9Mtep).

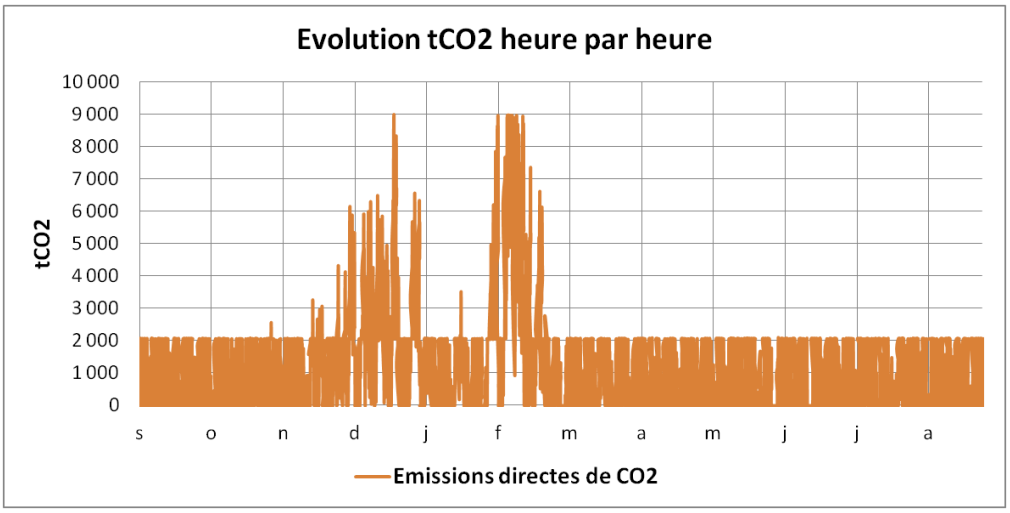
Par exemple, la production électrique du mix énergétique 2030 pour une année simulée est la suivante :

	Capacité installée (GW)		Annuel 2030 (base 2009/2010) en tep	Annuel 2030 (base 2011/2012) en tep
Moyens de production	Eolien terrestre	**34**	5 328 415	5 328 415
	Eolien mer	**12**	3 194 270	3 194 270
	PV	**33**	3 354 395	3 354 395
	Cogénération Bois	**0,5**	310 345	310 345
	Géothermie	**0,2**	100 000	100 000
	Biogaz + méthanisation	**1,0**	662 069	662 069
	UIOM	**0,43**	299 138	299 138
	Cogé / chaleur fatale	**0,17**	129 310	129 310
	Energies marines	**1,46**	426 552	426 552
	Hydro - Fil de l'eau	**8,4**	3 583 090	3 499 048
	Hydro - Eclusées	**5**	190 844	219 517
	Hydro - Hebdomadaire	**5,5**	145 914	194 701
	Hydro - Saisonnier	**4,9**	130 505	147 760
	Nucléaire	**32**	18 150 926	18 034 482
	CCG	**6,9**	2 000 813	2 079 020
	Therm. décentralisé / TAC	**5,0**	7 344	17 066
	STEP	**7**	283 974	284 147
	Autres stockages	**-**	-	-
	Batteries	**-**	-	-
	Production nationale	**157,5**	38 330 560	38 320 235
Echanges et consommation intermédiaire	Imports	**16**	184 875	275 862
	Exports	**21**	-1 832 758	-1 885 862
	Pompage/stockage	**7**	-336 207	-359 491
Production électrique disponible pour le réseau national			36 346 470	36 350 744
Pertes			-2 544 253	-2 544 552
Production électrique disponible pour la consommation intérieure			**33 802 217**	**33 806 192**

Tant les défauts que les surplus résiduels de production peuvent être traités grâce à divers moyens de flexibilité supplémentaires non considérés explicitement dans le modèle (stockage autre que les STEP, effacement, moyens de pointe supplémentaires, arrêt volontaire de production renouvelable, utilisation des capacités de stockage et de restitution des batteries des véhicules électriques…). La rentabilité économique de ces moyens doit être mise en regard de l'ensemble des moyens à disposition permettant soit de combler les défauts résiduels, soit d'évacuer les surplus.

Sur la base du mix de production électrique présenté ci-dessus et des consommations données dans le paragraphe précédent, l'ADEME a simulé la consommation et la production d'électricité heure par heure en 2030, ce qui a notamment permis d'évaluer les besoins d'imports.

Le contenu CO2 moyen du kWh obtenu avec ce mix électrique est d'environ 22gCO_2eq/kWh, soit une division par plus d'un facteur 3 par rapport à aujourd'hui.



3.4. Le réseau de chaleur

3.4.1. Contexte

Les réseaux de chaleur constituent le seul moyen de mobiliser massivement des sources d'énergie renouvelable tel que :

- La géothermie profonde : distribution de la chaleur vers les utilisateurs

- La géothermie intermédiaire de grande puissance assistée de pompe à chaleur

- La récupération de chaleur sur eau de mer/eau de lac/rivière et eaux usée pour une utilisation collective.

- La biomasse de grande puissance : construction des chaufferies en périphérie des villes pour faciliter l'approvisionnement

- La chaleur de récupération UIOM : les raccordements entre les usines et les réseaux de chaleur sont réalisés par des feeders de raccordement possédant une très grande densité.

- La chaleur fatale issue de l'industrie

- La chaleur fatale issue des systèmes de cogénération

- La chaleur solaire thermique issue de champs de capteurs. (Peu utilisé en France à ce jour) ;

Il existe 3 types de développement distincts des réseaux de chaleur :

- La création de nouveau réseau

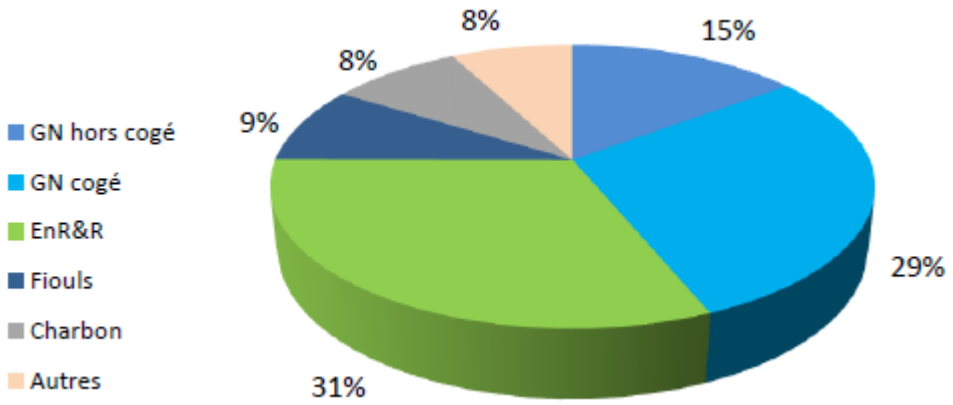
- L'extension de réseau existant

-La densification de réseaux existant (raccordement de bâtiment à proximité du réseau existant).

Le nombre de réseaux en 2010 était de 450 dont 14 réseaux de froid, pour une longueur totale de 3 625 km, une puissance totale installée de 17 086 MW et un prix au MWh à 61 HT

39% des réseaux utilisent au moins une source d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R), et 26% des réseaux sont alimentés à 50% au moins par des EnR&R.

Le contenu CO2 moyen des réseaux de chaleur était de 0,195 kg/kWh, avec un bouquet énergétique des réseaux de chaleur à 61% fossile (dont 44% gaz naturel) et à 31% renouvelable et de récupération.



Bouquet énergétique global des réseaux de chaleur – Source : Enquête SNCU 2009

La clientèle des réseaux (en % d'énergie livrée) est à 57% résidentielle, à 36% tertiaire (6% santé, 9% enseignement, 21% autre tertiaire) et à 6% industrielle.

La part du secteur des réseaux de chaleur et de froid dans la consommation finale en France représente 5 à 6% de la chaleur consommée dans le résidentiel et tertiaire.

Dans certains pays d'Europe, essentiellement au nord et à l'est, les réseaux de chaleur assurent une part bien plus grande des besoins de chauffage : 60% au Danemark, 95% en Islande, 52% en Pologne, 50% en Suède et en Norvège par exemple. Ces différences entre les pays s'expliquent en partie par les conditions climatiques et les ressources énergétiques locales (comme en Islande, où l'abondance de la ressource géothermique permet aux réseaux de chaleur d'atteindre un taux de pénétration de 95%), mais aussi et surtout par les politiques menées par les différents pays en matière d'énergie depuis les années 70-80.

Source : Fiche CETE de l'ouest « réseaux de chaleur en Europe »

Les réseaux de chaleur desservent actuellement environ 2,1 millions d'équivalents logements, majoritairement dans les zones urbaines denses.

Plus de la moitié des logements raccordés sont des logements sociaux, et 17% des logements sociaux sont chauffés par des réseaux de chaleurs. Dans le secteur tertiaire, 60% de la chaleur est consommée par les bâtiments publics hospitaliers, scolaires et militaires.

On pourrait ajouter également les opérations de modification des productions existantes sans développement du réseau existant permettant de modifier radicalement le bouquet énergétique des réseaux concernés (et donc les sources énergétique des bâtiments raccordés). Les réseaux de chaleur ont en effet la capacité de changer rapidement de source de production, d'où les incitations fiscales indispensables vers les EnR, en mobilisant les sources d'énergies présentes sur le territoire et en participant ainsi à l'économie locale.

L'expérience du fonds chaleur entre 2009 et 2012 montre le caractère indissociable entre réseaux de chaleur et chaleur renouvelable : 70% de la chaleur renouvelable en moyenne (hors industrie, BCIAT) transite par des réseaux de chaleur *(Source : bilan interne ADEME secteur réseaux de chaleur 2009-2011)*

Les textes règlementaires et les outils d'aides publiques considèrent comme « vertueux » un réseau de chaleur (ou une extension de réseau) valorisant au moins 50% d'ENR et de récupération.

Le réseau de chaleur offre également une stabilité des prix de vente de la chaleur livrée, le lissage par rapport au prix des énergies fossiles étant d'autant plus important que le bouquet énergétique EnR est élevé. La chaleur délivrée est directement utilisable par les usagers, et la maintenance est centralisée.

La ventilation de production concernant les réseaux de chaleur est actuellement la suivante :

	Situation 2006 (en ktep)	**31/12/2012 (en ktep)**
Biomasse dont réseaux de chaleur collectif/tertiaire	100	300
Biomasse chaleur cogénération	0	540
Géothermie	130	195
Part ENR des UIOM et bois DIB	400	470
Biogaz	55	60
Total chaleur renouvelable	**685**	**1 565**

Source : Programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur

3.4.2. Vision de l'ADEME pour le réseau de chaleur

Le rythme des projets d'extension et de création de réseaux de chaleur vertueux du fonds chaleur actuel implique une croissance potentielle du parc de réseaux de chaleur (historique enquête SNCU) de 3500km en 2009 à 4100 km en 2011 soit une croissance potentielle de plus de 5% du parc par an en moyenne.

L'ADEME envisage une montée des taux d'EnR de 50% à 75% pour les seuils d'incitations fiscales existants (TVA, classement..) entre 2020 et 2030.

Il est inutile voire économiquement non viable d'envisager des productions 100% EnR sur l'intégralité des réseaux de chaleur dès 2030, les solutions d'appoint hors EnR resteront moins chères et permettront de diminuer considérablement l'investissement initial, qui reste le principal frein au développement massif des projets.

De plus, un taux de 75 d'EnR permet de limiter un surdimensionnement de la production EnR (conduisant à des mauvais taux de charges et rendement) qu'engendrera la baisse de la consommation du réseau à plus long terme, liée à l'isolation massive de bâtiments.

Mtep	Situation 2006	31/12/2012	2030
Biomasse dont réseaux de chaleur collectif/tertiaire	0,1	0,8	4
UIOM	0,4	0,5	0,77
Géothermie	0,13	0,195	1
Solaire thermique			0,155
Chaleur fatale			0,4
Biogaz	0,055	0,06	0,4
Total chaleur renouvelable	**0,685 Mtep**	**1,5 Mtep**	**6,7 Mtep**

3.4.3. Principales conditions de réalisation

La principale difficulté pour la création et l'extension des réseaux de chaleur vertueux reste le montant lourd de l'investissement initial, ce qui oblige une approche pertinente en coût global sur 15 à 25 ans pour le lancement d'un projet.

Les réseaux de chaleur supportent souvent des travaux induits (revêtement de sols) qui relèvent de l'aménagement urbain. Une solution serait de mutualiser en amont les coûts de voirie avec les autres réseaux de distribution. Ceci suppose donc :

- que la pertinence de la solution réseaux de chaleur soit systématiquement étudiée en amont des opérations de rénovation urbaine, dans le cadre des divers plans amont d'aménagement.

- que le contexte règlementaire et juridique soit suffisamment stable et adapté à la spécificité des réseaux de chaleur pour permettre à un projet de se développer sur le long terme.

Le rythme de densification des réseaux existant est difficile à évaluer, il n'existe pas d'études précises à ce sujet hormis l'enquête de branche. Cette densification reste cependant inférieure au rythme de création et d'extension impulsé par le fonds chaleur mais devrait monter en puissance si l'arrêté de classement est massivement utilisé par les collectivités : il faudra donc accompagner cet arrêté et observer finement les demandes de classement.

3.4.4. Bilan du scénario de l'ADEME pour le réseau de chaleur en 2030

L'objectif pour le bouquet énergétique des réseaux de chaleur 2030 pourrait être un taux de recouvrement moyen de 75 % par les EnR et R (des réseaux existants et à venir)

Mtep	Energie injectée	Rendement, pertes et soutirages	Energie finale
Biogaz	0,4	**-2,6**	**6,3**
UIOM	0,77		
Chaleur fatale	0,4		
Bois énergie	4,0		
Géothermie	1,0		
Solaire thermique	0,155		
Réseau de gaz	2,20		
Total	**8,9**		

Atteindre de tels taux permettrait d'avoir une baisse drastique du contenu CO2 des différents puisqu'en moyenne ce dernier se situerait à moins de 50g CO2/kWh.

3.5 Le réseau de gaz

L'intégration de production renouvelable, à partir de méthanisation, correspondant à environ 14% de l'énergie circulant dans le réseau de gaz, permettra de réduire le contenu CO2 du kWh de gaz d'environ 205gCO2/kWh actuellement à environ 175gCO2/kWh.

Mtep	Energie injectée	Rendements, pertes et soutirages	Energie finale
Biogaz	3,9	**-6**	**21,5**
Gaz naturel	23,7		
Total	**27,5**		

4. Scénario ADEME 2030 : bilan énergétique total

4.1 Bilan primaire

Source énergétiques primaires		
hors usages non énergétiques		
EnR	Combustible solide biosourcé	16,0
	Eolien	8,6
	Biogaz	5,8
	Géothermie	3,5
	Hydroélectricité	4,1
	PV	3,4
	Matières biocarburants hors bois	6,3
	Calories air	1,8
	Solaire thermique	1,0
	Déchets	1,4
	Energie marines	0,4
Non renouvelable	Nucléaire	56,1
	Gaz naturel	23,7
	Pétrole	42,2
	Charbon	5,1
	Déchets	1,4
Total en Mtep		**181**

4.2 Bilan primaire par vecteur

Réseau électrique	Eolien	8,6	**77,2**
	Hydroélectricité	4,1	
	PV	3,4	
	Nucléaire	56,1	
	Méthanisation	1,23	
	UIOM	1,1	
	Bois énergie	1,19	
	Géothermie	1,0	
	Energies marines	0,4	
	*Chaleur fatale**	0,5	
	*Réseau de gaz**	3,6	
Réseau de gaz	Biogaz	3,9	**27,6**
	Gaz naturel	23,7	
Réseau de chaleur	Méthanisation	0,4	**6,3**
	UIOM	0,8	
	*Chaleur fatale**	0,4	
	Bois énergie	4,0	
	Géothermie	1,0	
	Solaire thermique	0,2	
	*Réseau de gaz**	2,2	
Usages directs	Biogaz	0,3	**68,9**
	Bois énergie	10,1	
	Solaire thermique	0,8	
	Calories PAC Géothermiques	1,5	
	Calories PAC Aérothermiques	1,8	
	Biocarburants liquides	6,3	
	Ess/Dies/Jet	33,6	
	Autres PP	8,5	
	Déchets	0,9	
	Charbon	5,1	

*non primaires, donc nom comptabilisés dans les sommes à droite

4.3 Consommation finale par vecteur et par secteur

		Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Agriculture	**Bilan par énergie**
Réseau électrique		9,0	10,8	9,9	1,8	0,9	*32,4*
Réseau de gaz		8,9	8,2	3,4	0,0	1,0	*21,5*
Réseau de chaleur		0,3	3,4	2,7	0,0	0,0	*6,3*
Usages directs	Biogaz direct	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	*0,3*
	Bois énergie	2,6	6,5	1,1	0,0	0,0	*10,1*
	Solaire thermique	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0	*0,8*
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,8	0,8	0,0	0,0	*1,5*
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	*1,8*
	Biocarburants	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	*3,0*
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0	0,0	31,0	0,3	*31,3*
	Autres PP	5,7	0,8	0,6	0,0	0,8	*7,9*
	Déchets	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	*0,9*
	Charbon	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*5,1*
	Bilan par secteur	*33,2*	*32,6*	*18,6*	*35,8*	*3,0*	**123**

5. Scénario ADEME 2030 : émissions de gaz à effets de serre

		1990				2030			
		CO2	CH4	N20	Total GES	CO2	CH4	N20	Total GES
Industrie									
	Combustion	79,9			79,9	49,3			49,3
	Process	25,2		23,6	48,8	21,2		2,6	23,8
Résidentiel principal									
	Combustion	67,2			67,2	18,5			18,5
	Autres		4,3	0,9	5,2		5,5	1,0	6,5
Tertiaire									
	Combustion	28,7			28,7	8,1			8,1
	Autres				0,0				0,0
Transports									
	Combustion	113,3			113,3	96,8			96,8
	Autres				0,0			1,0	1,0
Agriculture									
	Combustion	8,7			8,7	5,5			5,5
	Autres		51,6	36,6	88,2		33,8	30,3	64,1
Production d'énergie		62,1	6,8		68,8	19,4	0,1181	0,5254	20,0
Déchets		1,7	11,3	1,4	14,4	1,4	12,5	1,2	15,2
Solvants		1,8			1,8	1,0			1,0
Total		**388,7**	**73,9**	**62,6**	**525,1**	**221,3**	**51,9**	**36,7**	**309,9**

Le scénario de l'ADEME permet donc une réduction de 40% des émissions de GES entre 1990 et 2030.

Partie C.

Vision 2050 : une approche normative compatible avec l'objectif Facteur 4

1. Méthodologie

1.1. Contexte de l'exercice de prospective à l'horizon 2050

1.1.1. Qu'est ce qu'une approche normative ?

Contrairement à la première partie de l'exercice Vision 2030, où il s'agissait de mettre en œuvre des technologies et pratiques connues, à temps de retour sur investissement raisonnable et/ou co-bénéfices importants, l'horizon 2050 a été traité via une approche non plus exploratoire mais normative, dite de « backcasting ».

L'objectif à atteindre en 2050 est ainsi fixé d'entrée : la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre sur le périmètre France. Des premiers impacts du changement climatique sont pris en compte : les consommations de climatisation vont croissant, tout comme les besoins en irrigation pour les cultures.

Un ensemble de solutions technologiques et organisationnelles sont mises en œuvre pour atteindre l'objectif du Facteur 4 en fonction de critères de performance technique et de maturité des technologies.

Le levier « social » ou « mode de vie » a également été mobilisé dans la mesure où, au vu des expertises internes à l'ADEME, sur les sujets socio-économiques notamment, des signaux faibles permettent de poser des hypothèses « normatives » raisonnables ou audibles. C'est notamment dans les transports que ces changements de comportement sont sûrement les plus significatifs. Aucune rupture technologique majeure n'est prise en compte.

Si certaines ruptures dans le domaine énergétique venaient à être disponibles à des horizons plus proches, et ce sera sans doute le cas, cela constituerait un levier complémentaire et donnerait d'autant plus de souplesse aux visions proposées.

La présentation des résultats est faite secteur par secteur comme sur 2030. Le contexte n'est pas rappelé cependant (se référer aux chapitres correspondants dans la partie 2030 pour cela), ensuite la cible à atteindre est définie sur la base de la quantification des besoins en services énergétiques à technologie donnée (par exemple surfaces de bureaux climatisées par salarié) et le gain énergétique associé est précisé.

1.1.2. La mise en commun des connaissances

De la même manière que pour l'exercice 2030, des ateliers sectoriels ont été tenus au début de l'exercice visant à discuter et expliciter avec les équipes les horizons souhaitables, en termes énergétiques. Ils ont été suivis par une série d'ateliers transversaux visant à discuter et intégrer des solutions polyvalentes, ou grappes technologiques cohérentes (ex : potentiel de véhicules électriques à l'horizon 2050 pour injection de puissance sur le réseau électrique…) Ces réflexions internes se sont également appuyées sur les visions à l'horizon 2050 réalisées dans le cadre des « feuilles de route stratégiques » conduites par l'ADEME entre 2009 et 2012 dans le cadre des Investissements d'Avenir.

Ces exercices de prospectives ont rassemblé plus de 200 experts issus principalement des entreprises et des laboratoires des différents domaines afin de partager des « visions » communes sur ce que pourrait être le déploiement de différentes technologies ou options organisationnelles dans les différents secteurs. Plus de 20 feuilles de route ont ainsi été

réalisées afin d'identifier des scénarios de déploiement et les barrières qu'il convient de lever au travers d'expérimentations soutenues par les IA.

1.2. Cadrage macroéconomique et démographique

Concernant les hypothèses de cadrage, des hypothèses exogènes ont été prises en compte pour les domaines ne relevant pas de la compétence de l'ADEME (démographiques et macroéconomiques notamment).

Selon l'INSEE, d'ici 2050 la population métropolitaine devrait se stabiliser à 74 millions d'habitants, alors que la part des seniors de 60 ans aura plus que doublé par rapport à 2005, passant ainsi à plus d'1/3 de la population. En somme, les 9 millions d'habitants supplémentaires sont 9 millions de seniors. Cela signifie que la population en âge de travailler se réduit de 7%.

La croissance démographique se poursuit donc mais son taux se ralentit sensiblement.

En %	**0-19 ans**	**20-59 ans**	**60-64 ans**	**65 ans et +**
Structure de la population 2010/2050	24,8 / 24,1	53,8 / 45,9	4,9 / 5,3	16,6 / 24,7

La taille des ménages, paramètre important dans le besoin de logement, se réduit à 2,05 pers/ménages contre 2,31 aujourd'hui. Les tendances de décohabitation et de vieillissement de la population ont été prises comme des évolutions de la société sur lesquelles il nous semblait hasardeux de poser des hypothèses normatives.

	2010	**2050**
Nombre de personnes par ménage	2,31	2,05

En termes macroéconomiques, un taux de croissance du PIB exogène (1,8%/an) a été conservé pour calculer certains effets de structures, comme par exemple le volume de la production industrielle. Au sein du PIB, le secteur industriel voit sa part se stabiliser à 13%, l'agriculture à 1,6%, la construction à 6,5% et le tertiaire restant prédominants à quelques 79%.

Il est utile de préciser que la plupart des variables qui apparaissaient corrélées au PIB sur l'horizon 2030 sont considérées ici avec plus de latitude. Le « découplage » est ainsi plus systématiquement envisagé. A des horizons aussi lointains, continuer à lier certaines variables au PIB ne fait plus sens. Le transport de marchandises par voie routière ou encore la croissance des surfaces tertiaires sont deux exemples sur lesquels des hypothèses plus en rupture ont été prises.

2. Une énergie moins gaspillée et mieux valorisée

2.1. Evolution du secteur du bâtiment et de l'organisation urbaine

Synthèse des principaux déterminants

- Constructions neuves : 300 000 en moyenne par an

- Organisation urbaine : 40% de Maisons individuelles / 60% de Logements collectifs en 2050 en flux de construction annuelle (développement de l'habitat intermédiaire)

- Rénovation
2 types de parc
.parc « ancien rénové » d'environ 27 millions de logements, qui consomme en moyenne 130 kWhep par m² et par an tous usages.
. parc « neuf » d'environ 9 millions de logements consommant en moyenne 100 kWhep par m² et par an tous usages.

- Chauffage et climatisation : Pénétration importante des PAC (50% du parc), systèmes hybrides et microcogénération, augmentation des consommations de climatisation (multipliées par 6 par rapport à 2010). Progression de la climatisation.

- ECS : Chauffe-eau thermodynamique, Chauffe-eau solaire (20% du parc).

- Usages spécifiques : 50 kWhep/m² (environ le niveau actuel).

- Baisse de 20% des surfaces par employé dans le tertiaire et progression de la part des employés dans des locaux climatisés.

- Baisse de près de 50% de la consommation du secteur du bâtiment.

Dans l'approche normative choisie pour 2050, il s'agit de définir à quel rythme construire pour loger la population considérée (plus nombreuse et plus vieille qu'en 2010 pour résumer), et cela en tenant compte de paramètres de localisation, du choix de types de logements (maisons individuelles, appartements) et des vecteurs énergétiques utilisés dans ces logements.

Supprimer la précarité énergétique, via la baisse drastique de la demande énergétique thermique des logements est la priorité ; la majeure partie de l'effort de réduction des consommations se faisant via l'amélioration du parc de bâtiments existants.

Les outils à mobiliser seront multiple car la précarité énergétique touche des ménages habitants dans des logements très hétérogènes. Pour les autres ménages, il s'agit d'améliorer la qualité du bâti avec des filières professionnelles compétentes pour mobiliser un savoir-faire nouveau.

Si l'organisation urbaine peut sembler très inerte, même à long terme (l'infrastructure de bâtiment qui sera présente en 2050 est déjà construire au 2/3), c'est pourtant un des leviers sur lesquels il faudra jouer pour permettre d'aboutir à des villes plus efficaces énergétiquement et plus durables.

2.1.1. Les évolutions possibles de l'organisation de l'espace urbain

2.1.1.a. Le contexte actuel est structurant pour l'espace urbain à 2050

L'urbain d'aujourd'hui est à la fois marqué par un zoning fonctionnel et par une ségrégation sociale, qui renvoie aux problèmes de répartition spatiale des groupes et des individus.

Il n'y a pas de situation urbaine dans le monde où le fait ségrégatif n'apparaît pas, jusqu'à parfois constituer un mode prégnant d'organisation. La ségrégation n'exclut pas que les résidents s'intègrent dans des logiques de type réseau, via la mobilité : les habitants vivent alors en même temps la ségrégation et la mobilité. Cette situation s'avère la plus courante : la mobilité est d'ailleurs aujourd'hui principe de base de l'urbain (en même temps que comme valeur sociale, politique, culturelle même).

L'urbain est à la fois marqué par l'accumulation, la surabondance mais aussi et surtout par la systématisation de la connexion (tous les espaces sont liés à tous les espaces comme on passe d'un site internet à un autre via un hyperlien). Cette hyperconnectivité est en cours dans tous les compartiments de la vie urbaine : l'urbain est désormais numérique, autant que matériel.

Pour autant, beaucoup prennent conscience que le monde urbain est en passe de changer, compte tenu de l'urgence environnementale. Ainsi, on voit poindre les premiers impacts de la prise de conscience d'un impératif catégorique : agir en n'oubliant pas que chaque acte est facteur d'un état de nature urbaine, dont la qualité ou l'indignité pèsera sur l'habitabilité générale des lieux et des places.

2.1.1.b. Quelles évolutions possibles et souhaitables ?

Les choix arrêtés aujourd'hui en matière d'urbanisme conditionnent le fonctionnement et la vulnérabilité des territoires jusqu'à la fin du siècle, et même au-delà. La production de la ville se doit d'être par essence responsable, en incorporant systématiquement ce fait comme étant un pré-requis déterminant et guidant les choix.

L'aménagement de l'espace ayant un impact premier sur les consommations d'énergie, et par conséquent les émissions de polluants et de GES, il s'agit de l'organiser de façon à ce que les usagers puissent minimiser leurs consommations, tant en terme d'infrastructures que de mise à disposition de services.

À l'heure actuelle, la modélisation des évolutions de population et d'emploi au niveau français montre que la croissance de l'emploi local induit nettement plus de croissance démographique locale que l'inverse (Blanc et Schmitt, 2007), mais une méta-analyse de 300 résultats de recherche (Hoogstra et al., 2005) révèle que dans la majorité des cas, dès à présent, les emplois suivent les mouvements de population.

Il y a des synergies possibles (ex : agora végétales), mais aussi des concurrences de besoin d'espace (ex : toitures pour nature et/ou énergie). Plus d'espace doit être prévu pour certaines fonctions dans un contexte de contraction de l'espace : il faut donc travailler sur

une réorganisation et une articulation entre ces fonctions au moins, et intégrer également des réponses ou solutions technologiques et techniques.

Il s'agit également intégrer les principes du bioclimatisme en neuf comme en rénovation pour bâtiments et ilots : à considérer que les enjeux principaux sont la lutte contre les mobilités contraintes et la rénovation des bâtiments existants, en faire un déterminant de l'urbanisme dans les choix de développement, intégrant la reprise de friches urbaines. La conception même de la rénovation ou de la construction neuve de bâtiment devrait intégrer notamment 3 paramètres : son insertion dans un fonctionnement qui dépasse sa limite spatiale et temporelle, sa capacité à muter et à changer de fonction, sa participation à la production d'énergie ou à être support de nature.

Au-delà du bâtiment lui-même, la mise en place de technologies performantes peut s'opérer à **l'échelle d'un quartier ou d'un îlot,** de façon à optimiser la gestion de l'énergie entre plusieurs bâtiments (mutualisation énergétique, systèmes de contrôle et de commande basés sur les NTIC…)

L'utilisation de l'espace de façon à permettre des productions locales, par la protection du foncier agricole par exemple ou la pris en compte de la qualité des sols, permet l'instauration de circuits courts de distribution, aussi bien en matière alimentaire qu'en matière de produits manufacturés ou d'énergie. Rappelons qu'au delà du levier de la planification, les collectivités ont aussi celui de la commande publique pour favoriser les débouchés locaux, par l'usage de critères de développement durable comme l'impose le code des marchés publics, notamment dans son article 5.

L'urbanisme concours également à cette finalité en participant à l'organisation de la gestion des déchets ou à leur moindre production, aussi bien pour ceux d'origine ménagère que pour ceux issus du Bâtiment et des Travaux Publics. Que ce soit par l'aide à la prévention, par l'accompagnement de la réduction à la source, par la gestion et l'implantation de nouveaux équipements corrélés au niveau de développement urbain, par le développement des collectes sélectives et de nouvelles filières de récupération et de traitement, par la maîtrise des impacts liés à leur transport ou encore par la prise en considération de la propreté urbaine dès l'amont des projets urbains, le sujet se doit d'être intégré à la réflexion globale de façon à participer à l'action responsable de l'urbanisme.

Travailler à l'équilibre territorial des activités économiques et la localisation des emplois, à la réduction des besoins de mobilité contrainte comme à l'essor de modes actifs ou collectif et nouveaux services à la mobilité, participe à cette finalité par la réunion des conditions de réalisation d'une consommation responsable des usagers, et favorise ainsi l'efficacité énergétique des territoires.

2.1.2. Bâtiments résidentiels

2.1.2.a. Vision de l'ADEME pour le bâtiment résidentiel

i. Hypothèses retenues pour la construction neuve

Au regard des besoins démographiques et des conditions de spatialisation des logements, le rythme de constructions neuves est pris à 300 000 en moyenne par an, et la répartition entre individuel et collectif s'inverse, après 60%/40% en 2010 atteint 40%/60% en rythme de construction en faveur du collectif en 2050.

ii. Hypothèses retenues performance énergétique des bâtiments résidentiels

Le fioul et le GPL sortent des mix de chauffage.

Le vecteur électrique répond à 1/3 des besoins de chauffage, uniquement via des technolgies PAC performantes.

Le reste des besoins de chaleur est comblé avec les réseaux de chaleur qui se développent fortement en part (à 10%) et la biomasse (15%). Dans la construction neuve, l'électricité et le gaz restent les deux vecteurs principaux avec une part respective de 37%.

En termes de performance énergétique, les niveaux de consommation atteints grâce aux règlementations thermiques et par les rénovations massives entreprises sont de 100 kWh énergie primaire par m² et par an tous usages dans le neuf et 130 kWh énergie primaire par m² et par an tous usages dans l'ancien.

Les améliorations de rendement des systèmes de chauffage permettent encore de réduire les besoins de chaleur (+50% pour biomasse, +30% pour le chauffage urbain). Les consommations en volume d'eau chaude sanitaire par personne reviennent au niveau de 1990, via des technologies d'économie d'eau, soit une économie de 18%. Elle est produite à 20% par du solaire thermique, 50% de l'électrique (PAC là encore avec une amélioration du rendement d'un facteur 3) et gaz pour le reste (amélioration du rendement de 50%). Au global, les consommations d'énergie pour l'ECS sont divisées par 2.

Les systèmes multifonctions

Les faibles besoins de chauffage des logements neufs peuvent être couverts en utilisant le vecteur air comme vecteur de distribution à la place d'un réseau de chauffage central utilisant le vecteur eau. Il devient alors pertinent de coupler le chauffage par vecteur air et les besoins de renouvellement de l'air hygiénique du logement.

Avec ce constat, une offre nouvelle de systèmes assurant simultanément la production de chauffage et la ventilation du logement apparaît sur le marché des logements neufs.

Ces systèmes dits "multifonctions" ou "systèmes 3 en 1" ou "systèmes 4 en 1" ou "double flux thermodynamique" assurent à minima les 2 premières fonctions essentielles :

- Chauffage ou préchauffage (sous forme vecteur air le plus souvent, mais également sous vecteur eau)

- Ventilation : assure le renouvellement de l'air hygiénique, avec le cas échéant, une récupération de l'énergie sur l'air extrait avec un circuit thermodynamique.

- Production d'eau chaude sanitaire (ECS) (avec stockage le plus souvent)

- Rafraîchissement (par simple free cooling) ou la climatisation (sous forme vecteur air le plus souvent).

La mutualisation de la production de chauffage avec la ventilation permet des économies sur les auxiliaires électriques.

Les consommations d'éclairage sont réduites drastiquement (-75%) à partir de l'usage de meilleurs technologies disponibles et cela malgré une augmentation des points lumineux.

La cuisson est le seul usage thermique qui voit sa consommation globale croître pour des raisons démographiques largement.

Toute projection d'évolution de la consommation d'électricité spécifique à un tel horizon peut se révéler très hasardeuse au vu des dynamiques. La consommation d'électricité spécifique est donc prise au même niveau que celui atteint en 2030.

Enfin, la part des logements équipés de climatisation augmente fortement (la consommation globale de climatisation étant multipliée par 6), afin de prendre en compte les effets du changement climatique.

2.1.2.b. Bilan de la vision de l'ADEME pour le bâtiment résidentiel

La consommation totale des bâtiments résidentiels baisse ainsi de plus 50%.

Il est rappelé qu'aucune technologie « indisponible » à ce jour n'est considérée à travers les hypothèses précédentes.

	2010	2030	2050
Total bâtiments résidentiels	44,3	32,6	21,9

Evolution de la consommation énergétiques totale dans les bâtiments résidentiels par usage :

En Mtep	**2010**	**2030**	**2050**
Chauffage	31,0	21,6	9,9
ECS	4,4	3,2	2,9
Cuisson	2,1	2,2	2,7
Eclairage	0,9	0,5	0,3
Climatisation	0,05	0,14	0,4
Spécifique	5,9	5,0	5,8
Total[58]	**44,3**	**32,6**	**21,9**

[58] *Les données utilisées pour les années observées sont issues du CEREN ; celles-ci peuvent différer des données SOeS (périmétres différents, méthodologie différente, etc.)*

Evolution de la consommation énergétique totale dans les bâtiments résidentiels par vecteur :

		2010	2030	2050
Réseau électrique		13,7	10,8	9,1
Réseau de gaz		13,9	8,2	3,9
Réseau de chaleur		1,6	3,4	3,2
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0	0,0
	Bois énergie	6,6	6,5	2,1
	Solaire thermique	0,0	0,2	0,5
	Calories PAC Géothermiques	1,0	0,8	0,8
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	1,8	2,4
	Biocarburants	0,0	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0	0,0
	Autres PP	7,3	0,8	0,0
	Déchets	0,0	0,0	0,0
	Charbon	0,2	0,0	0,0
		44,3	*32,6*	*21,9*

2.1.3. Bâtiments tertiaires

2.1.3.a. Vision de l'ADEME pour le bâtiment tertiaire

i. Hypothèses retenues pour la construction neuve

La baisse de 20% des surfaces par employé est une hypothèse pouvant être considérée comme en rupture, mais les évolutions de métiers (remplacement des grandes surfaces périphériques par des moyennes et petites surfaces de centre ville, mutualisation d'espace de bureau, augmentation des services à la personne et à domicile…), les évolutions de pratiques, ainsi que la diffusion du télétravail permettent de réduire ce besoin..

Une telle rupture repose toutefois sur des rythmes de construction qui restent importants, notamment pour les bâtiments-hangars qui, tant pour leur performance énergétique que pour leur qualité paysagère et environnementale, ont vocation à être démolis et reconstruits d'ici 2050.

i. Hypothèses retenues pour la performance énergétique des bâtiments

La climatisation se développe fortement, et la part des employés travaillant dans des locaux climatisés double à cet horizon.

La rénovation thermique permet des gains de 30%. Les gains sur les équipements thermique et la mutualisation de certains équipements électroniques permettent des baisses de consommation du même ordre de grandeur par employé.

2.1.3.b. Bilan de la vision de l'ADEME pour le bâtiment tertiaire

Mtep	2010	2030	2050
Consommation énergétique totale	22,1	18,6	15,6

Par vecteur :

		2010	2030	2050
Réseau électrique		11,5	9,9	10,3
Réseau de gaz		6,2	3,4	1
Réseau de chaleur		1,2	2,7	2
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0	0
	Bois énergie	0,4	1,1	0,6
	Solaire thermique	0,0	0,1	0,6
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,8	1,1
	Calories PAC Aérothermiques	0,0		
	Biocarburants	0,0	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0	0,0
	Autres PP	2,7	0,6	0,0
	Déchets	0,0	0,0	0,0
	Charbon	0,1	0,0	0,0
		22,1	*18,6*	*15,6*

La consommation totale du tertiaire diminue de plus de 40% en 2050 par rapport à 2010.

2.1.4. Bilan du scénario de l'ADEME pour le secteur du bâtiment et de l'organisation urbaine

Au total, le secteur du bâtiment en 2050 pourrait consommer près de deux fois moins d'énergie qu'en 2010 avec des ambitions importantes mais atteignables avec un ensemble de moyens bien connus et appréhendés dès à présent.

	2010	2030	2050
Total bâtiments	66,5	51,1	37,5

2.2. Evolution du secteur des transports et de la mobilité

Synthèse des principaux déterminants

- Mobilité totale constante par rapport à 2010, ce qui implique une baisse de l'ordre de 20% de la mobilité individuelle. Les raisons de cette baisse sont multiples : télétravail, structure de la population, urbanisme et infrastructure permettant d'optimiser les besoins en mobilité, etc.

- Changement de paradigme vis-à-vis de la mobilité individuelle : l'usage du moyen de transport prend le dessus sur sa possession. Pénétration importante des services de mobilité (30% urbain avec véhicules mieux adaptés) et report vers les transports collectifs (doublement) et les modes actifs. Réduction du parc de véhicules en conséquence.

- Indépendance vis-à-vis du pétrole possible en passant au mélange biogaz/GNV dans les véhicules thermiques (avec un réseau de gaz pour moitié décarboné), à l'électricité, ainsi qu'aux biocarburants 2G.

- Marchandise : Retour au niveau des Gtkm de 2010 par d'importants efforts logistiques.

Le secteur des transports, et plus particulièrement le parc automobile, se renouvelle en un peu moins d'une quinzaine d'année.

Si cela peut sembler suffisant pour améliorer significativement les technologies des véhicules via deux renouvellements d'ici à 2050, nous faisons, dans notre scénario, l'hypothèse que les technologies les plus prometteuses ne peuvent pas se développer « toutes choses égales par ailleurs ».

Pour faire simple et caricatural, il ne suffit pas d'électrifier tout le parc automobile d'ici 2050 car pour remplacer le 1er véhicule du ménage, l'autonomie du véhicule électrique n'est pas suffisante, et pour remplacer le 2ème véhicule, son prix d'achat est trop important.

Dès lors le changement d'attitude du particulier vis-à-vis de sa mobilité (véhicule serviciel, usage, etc.) permettra de dépasser ces blocages dans des logiques gagnant-gagnant (amélioration de l'accessibilité, baisse des coûts des transports, réduction consommation d'énergie et de pollution locale…).

Cette dynamique, déjà longuement évoquée dans la partie 2030, est supposée être à plein régime en 2050, avec un rôle déterminant sur le parc de véhicules et les types de motorisations.

2.2.1 Le transport de passagers

Le scénario de l'ADEME met l'accent sur la mobilité dans sa globalité, et non pas sur la voiture en particulier. En effet, il s'agit d'aller vers un système basé sur une intermodalité fluide, largement aidée par le déploiement des TIC (smartphone, applications dédiées,…), où la voiture, possédée ou servicielle, trouve sa place parmi un ensemble de solutions.

2.2.1.a. Vision de l'ADEME pour le transport de passagers

i. Hypothèses retenues pour l'évolution du besoin de mobilité

Dans un contexte où la population sera vieillissante, la ville promue par l'ADEME est une ville des proximités, plus dense mais surtout plus accessible.

Les opportunités sont plus proches, tant pour l'emploi et le logement que les loisirs ; les services de livraison et d'e-commerce sont pleinement opérationnels, largement utilisés et présentent des alternatives environnementales intéressantes. Les solutions techniques (TIC, vidéoconférence…) permettant de réduire les déplacements subis sont nombreuses et disponibles.

Des gains importants sont également attendus grâce à une approche systémique de la mobilité et de l'organisation de la ville : diminution des volumes de déplacements subis (notamment domicile-travail) grâce à un urbanisme limitant la trop grande dispersion de l'habitat, au développement des « éco-centre » permettant le télétravail de proximité…

Il est rappelé à titre illustratif qu'une journée de télétravail par semaine représente près 20% de déplacement domicile-travail en moins, et une congestion diminuée d'autant sur les axes routiers et aux heures de pointes de transports collectifs. Ce constat est certes valable sur les trajets domicile-travail seulement, mais ces trajets sont structurants pour les déplacements individuels subis.

L'ensemble des ces éléments conduisent à une hypothèse de baisse de la mobilité par personne de 20%.

Dans la vision développée, l'hypothèse d'une réduction de la mobilité individuelle (pour des raisons d'évolution de la structure démographique, du développement du télétravail, d'une organisation urbaine plus fluide, etc.) n'est donc pas une contrainte qui vient peser sur les citoyens mais une maîtrise des déplacements retrouvée par les usagers et, surtout, une diminution des déplacements subis.

ii. Hypothèses retenues concernant les différents types de mobilité

Dans un environnement urbain beaucoup plus favorable (voiries réservées, vitesse réduite, politique de stationnement favorable…), se développent sensiblement avec un double intérêt : gain de temps et activité physique profitable d'un point de vue sanitaire.

L'exercice de prospective de l'ADEME développe de manière important l'utilisation des modes actifs et des transports collectifs et serviciels.

Ainsi, à partir de ces besoins de mobilité déterminés à l'aune des hypothèses précédentes, le parc de véhicules nécessaire en 2050 est de 22 millions de véhicules : environ 12 millions de véhicules particuliers, 5 millions de véhicules serviciels et 5 millions de véhicules utilitaires.

L'hypothèse retenue est qu'un véhicule serviciel « remplace » environ trois véhicules individuels.

A l'horizon 2050 on peut espérer une sensible réduction des consommations énergétiques unitaires des véhicules grâce aux progrès technologiques et à une meilleure adaptation des véhicules à leur usage : optimisation du rendement des moteurs (injection rapide,

amélioration des batteries…), optimisation de la gestion de l'énergie à bord du véhicule, allègement des structures par l'utilisation de matériaux composites.

Evolution de la consommation moyenne du parc de véhicules par type de véhicule

	2010	2030	2050
Véhicule électrique	-	15 kWh / 100km	12,75 kWh/ 100km
Véhicule électrique serviciel	-	10 kWh / 100km	8,5 kWh / 100km

C'est la synergie de ces solutions technologiques qui pourra permettre une évolution radicale de la performance du système de transports.

Cette adaptation du véhicule à l'usage conduira à l'amélioration de ses performances énergétiques : une berline classique électrifiée consomme de l'ordre de 30 kWh aux 100 kms alors qu'un véhicule électrique spécifiquement urbain peut consommer de 6 à 7 kWh aux 100kms. Le juste dimensionnement du véhicule pour son usage est crucial pour obtenir une baisse importante des émissions de CO2, même dans un mix électrique décarboné au niveau du mix français d'aujourd'hui.

Répartition des flux de voyageurs en 2050			
	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	20%	39%	30%
Véhicule serviciel	30%	20%	15%
Transport Collectif (bus, car)	13%	12%	15%
Transport collectif (fer, tram)	12%	12%	40%
Vélo	15%	7%	0%
2RM	6%	7%	0%
2RM serviciel	4%	3%	0%

Le mix technologique est équilibré et diversifié notamment par rapport à la situation actuelle : en somme, 1/3 thermique, 1/3 hybride, 1/3 électrique. Les services de mobilité permettent d'aller vers des véhicules beaucoup plus adaptés à chaque usage et donc favorisent les technologies les plus pertinentes.

	Ventes 2010	**Ventes 2030**	**Ventes 2050**	**Parc 2010**	**Parc 2030**	**Parc 2050**
Thermique	100%	64%	34%	100%	89%	34%
Hybride rechargeable	0%	22%	38%	0%	7%	38%
Electrique	0%	10%	28%	0%	4%	28%

Total Parc	2,2 millions	2 millions	1,2 millions	35 millions	35 millions	22 millions

Le champ d'innovation technique est large et porte à la fois sur les véhicules (catégorie, carburant), les infrastructures (partage et aménagement de la voirie), le système d'information (géolocalisation, information en temps réel et bases de données d'informations sur les différents modes de transport), la tarification (billettique adaptée à l'ensemble des modes de transport), etc.

Dans le secteur ferroviaire, le remplacement du parc roulant permet des gains de consommation de 30%.

Il est nécessaire de renouveler une fois l'ensemble du parc complet d'ici 2050 pour atteindre une telle performance, ce qui apparaît en phase avec les durées de renouvellement observées.

2.2.2 Le transport de marchandises

2.2.2.a. Vision de l'ADEME pour le transport de marchandises

i. Hypothèses retenues pour l'évolution du nombre de tonnes transportées

Les systèmes logistiques complexes mis en œuvre au niveau mondial pour acheminer les produits conduisent à des émissions de CO2 et consommations d'énergies essentiellement fossiles, et nécessitent des espaces et des infrastructures publiques et privées.

Sur grandes distances, le volume de marchandises transporté par la route pourra se réduire fortement, d'une part grâce à la croissance des autres modes, mais également en menant une politique volontariste concernant :

- l'écoconception des produits afin de transporter moins d'emballages (en tonnes et en volumes) ;
- le retour à vide afin de le diminuer drastiquement ;
- le basculement des logiques à l'œuvre dans la logistique, du juste à temps et du toujours plus flexible.

	Gtkm 2010	**Gtkm 2030**	**Gtkm 2050**
Tonnes transportées	382	459	382

Là encore, réduction des consommations énergétiques, du bruit, et des pollutions locales pourront être favorisés par ces développements concertés. Le numérique, comme sur les flux de voyageurs, sera un des éléments clés de ces évolutions logistiques permettant une amélioration significative du système.

Mode de transport	**Gtkm 2010**	**Gtkm 2030**	**Gtkm 2050**

Route	340	397	262
Ferré	34	50	100
Fluvial	8	12	20
Total	**382**	**459**	**382**

2.2.3. Vers une indépendance vis-à-vis du pétrole dans les transports ?

Les gains énergétiques effectués dans le secteur du bâtiment permettent de « libérer » le réseau de gaz pour d'autres usages.

Il est donc possible de sortir du pétrole dans le secteur des transports en profitant du vecteur gaz, qui se décarbone progressivement (via l'introduction de biogaz et d'hydrogène notamment, dans des proportions limitées mais déjà significatives).

En effet, si une telle évolution nécessite un investissement en infrastructure, il ne nécessite aucune rupture technologique majeure. Notre indépendance énergétique dans le secteur des transports progresserait à près 70% en 2050.

En ville, le véhicule urbain adapté aux livraisons, en porte à porte, dans un environnement avec une grande densité pourra laisser une large place aux vecteurs électriques et gaziers.

L'option hydrogène est probablement à conserver dans le panel des technologies possibles pour 2050. Sa part de marché n'est pas directement chiffrée dans l'exercice de prospective.

2.2.4. Bilan du scénario de l'ADEME pour le secteur « Transports et mobilité »

Mtep	2010	2030	2050
Consommation totale	44,0	35,8**	15,0**

Par vecteur :

		2010	2030	2050
Réseau électrique		1,1	1,8	5,0
Réseau de gaz		0,0	0,0	7,3
Réseau de chaleur		0,0	0,0	0,0
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0	0,0
	Bois énergie	0,0	0,0	0,0
	Solaire thermique	0,0	0,0	0,0
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,0	0,0
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0	0,0

	Biocarburants*	2,4	3,0	2 7
	Ess/Dies/Jet	40,5	31,0	0,0
	Autres PP	0,0	0,0	0,0
	Déchets	0,0	0,0	0,0
	Charbon	0,0	0,0	0,0
		44,0	*35,8***	*15,0***

* : il est exclusivement question de biocarburants liquides

** : la consommation énergétique affichée ici comptabilise la valeur énergétique consommée et ne prend pas en compte de multiples comptages (comme prévu dans la directive EnR pour certaines catégories de biocarburants par exemple).

2.3. Evolution du secteur de l'alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols

Synthèse des principales hypothèses

Assiette alimentaire modifiée vers recommandations santé (sans les atteindre),

Poursuite de la réduction des pertes évitables (-60%)

Évolution des **pratiques agricoles** vers des systèmes agro-écologiques

- Agriculture conventionnelle : 10%

- Production intégrée ou agriculture agro-écologique : 60%

- Agriculture biologique : 30%

Réduction des **engrais azotés** (-37%)

Maintien du **solde import-export** en énergie

Besoins croissants en **irrigation** en raison du changement climatique : +30% (ce qui est moins que les besoins tendanciels attendus)

Arrêt de **l'artificialisation des sols** en 2030

Si la notion de plaisir, et les questions culturelles sont évidemment centrales dans l'alimentation, il semble légitime de penser que les régimes alimentaires évolueront progressivement vers des recommandations de santé dans une société toujours plus attentive aux questions sanitaires.

Réduire les gaspillages et les surconsommations alimentaires constituent des leviers considérables si l'on souhaite collectivement les actionner et ils permettent en amont de réduire d'autant la production physique nécessaire mais jetée (pertes évitables) et donc les apports externes sources de nombreux désagréments et pollutions locales. Il s'agit amener le système production-consommation alimentaire vers moins de quantité pour plus de qualité. Là encore, c'est dans une perspective de gagnant-gagnant, ou en tout cas de convergences de plusieurs intérêts, que sont retenues ces hypothèses : réduction des risques sanitaires pour les consommateurs, amélioration de la qualité (technique, gustative…) des biens alimentaires, réduction des apports azotés, pesticides, fongicides, etc. dans les cultures, amélioration des conditions de production et d'élevage pour une meilleure valorisation et rémunération des productions agricoles.

2.3.1 Méthodologie

En 2011, une étude[59] a été conduite par l'ADEME et le MAAF pour identifier des trajectoires envisageables afin d'atteindre le facteur 4 d'ici à 2050 sur le secteur agricole, en lien avec la forêt.

[59] « Agriculture et facteur 4 », étude ADEME-MAAF, juillet 2012, réalisée par Solagro-ISL et Oréade-Brèche

Trois trajectoires contrastées, présentant des ruptures fortes par rapport aux systèmes actuels et choisies pour leur intérêt pédagogique, ont été étudiées au travers d'un modèle physique. Une analyse des résultats sur les possibilités de réduction des émissions de GES a été réalisée, suivie d'une analyse qualitative des autres impacts environnementaux et socio-économiques potentiels. L'enjeu de cette étude n'était pas de prévoir des évolutions mais d'analyser différents scénarios, dans le but d'analyser les liens entre des variables et de fournir des évolutions possibles du secteur.

Sur la base de ces travaux préparatoires et des réflexions associées, l'ADEME a élaboré un scénario qui lui est propre pour l'agriculture et la forêt, à l'horizon 2050. Le modèle physique MOSUT[60] de Solagro, décrit ci-après, a été utilisé pour l'équilibre des flux matières, à partir des hypothèses du scénario. Les différentes entrées et sorties ont été mises en cohérences, de manière itérative, avec les autres secteurs économiques de façon à obtenir un scénario général cohérent.

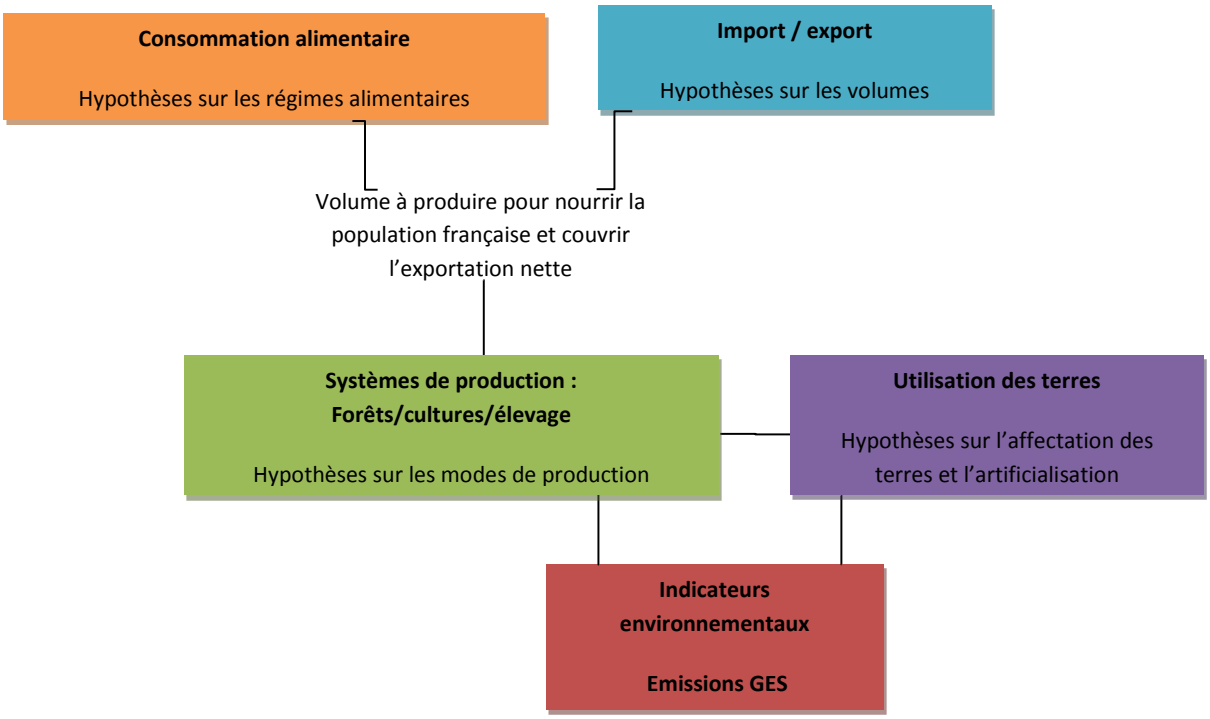
Fonctionnement général du modèle MoSUT

Le modèle utilisé est basé sur des flux matières et n'inclut pas de données socio-économiques. L'agriculture est considérée comme un système où un équilibre doit s'établir entre : la consommation nationale et l'exportation et l'offre (i.e. la production nationale et l'import). Dans le modèle, la consommation alimentaire nationale détermine le volume de production végétale et animale nécessaire pour nourrir la population française (estimée à 72 millions d'habitants en 2050, contre 67 millions en 2010). A ces besoins viennent s'ajouter les exportations de produits agricoles et se déduire les importations pour estimer le volume à produire par la « ferme France ». La production agricole nationale est caractérisée par des modes de production. Par ailleurs, le volume à produire par le secteur agricole français permet d'estimer l'assolement nécessaire à la couverture de ces besoins (alimentaire et solde import/export) et le potentiel de terres pouvant être affecté à d'autres usages, en particulier à la production d'énergie renouvelable. La forêt est également modélisée, mais de manière simplifiée par rapport à la production agricole, pour estimer la production de bois et son rôle de puits de carbone. Ainsi, la dynamique des surfaces forestières et des modes de production sylvicoles n'est pas appréhendée en détails.

L'assolement de la ferme France (avec les pratiques agricoles liées) et les peuplements forestiers sont paramétrés dans l'outil CLIMAGRI® pour calculer les consommations d'énergie, les émissions de GES, le stock et les variations de stock de carbone.

[60] MOSUT : Modèle Simplifié d'Utilisation des Terres agricoles, développé par Solagro et également utilisé pour la modélisation du scénario Afterres 2050 de Solagro.

Figure 1 : Fonctionnement du modèle



L'hypothèse est faite d'une évolution probable et simultanée des régimes alimentaires nationaux et européens, ainsi que de la demande mondiale, susceptibles d'influer fortement sur la demande en produits agricoles originaires de France, en fonction également de la capacité ou non des pays à répondre à leur propre demande intérieure. Par ailleurs, les hypothèses du niveau de consommation interne en biomasse (à visée énergétique notamment) sont également structurantes.

Lien entre le scénario 2030 et le scénario 2050

Si les deux exercices (2030 et 2050) ont été conduits séparément, l'ensemble des hypothèses structurantes détaillées sur la vision 2030 sur l'agriculture et la forêt sont reprises et amplifiées à l'horizon 2050 (mais ne sont pas détaillées dans cette partie du rapport). Certains leviers, non évoqués à cette première échéance car encore marginaux ou faiblement développés, deviennent des axes structurants de la vision 2050.

2.3.2 Besoins et productions agricoles

Si les enjeux GES et santé ne sont pas systématiquement concordants, ils sont en phase dès lors qu'il s'agit :

- De limiter les surconsommations (baisse de l'obésité et des maladies associées / baisse de la consommation alimentaire à population équivalente)
- De rééquilibrer les apports protéines animales/végétales, dès lors que l'apport énergétique est compensé par des aliments adéquats (céréales principalement)

2.3.2.a. Vision de l'ADEME sur l'évolution des besoins alimentaires

De ce fait, le scénario envisagé mise sur la prépondérance de politiques visant à améliorer la santé des français (notamment : lutte contre l'obésité et maladies cardio-vasculaires), sans dégrader leur qualité de vie et notamment les aspects gastronomiques de l'alimentation : qualité et diversité des aliments consommés, en misant sur la sobriété dans la consommation de certains aliments (mais pas leur suppression).

i. Hypothèses retenues pour les enjeux en terme de santé

Pour 2050, l'évolution de l'alimentation vise donc un rapprochement vers les préconisations du PNNS et de la FAO : répartition protéines animales/végétales à 50/50 (contre 65/35 aujourd'hui), réduction des surconsommations (surconsommation protéique : 30% au lieu de 70%, surconsommation glucidique 20% au lieu de 50%), ce qui permet de proposer une assiette moyenne plus équilibrée.

ii. Hypothèses retenues pour les pratiques et les pertes

Engagée dès 2013 avec des objectifs ambitieux à l'horizon 2025-2030 (-50%), la réduction du gaspillage alimentaire se poursuit pour atteindre une baisse de 60% des quantités jetées en 2050 par rapport à 2010. Cette valeur pourrait correspondre à un pallier compte tenu des exigences sanitaires et des modes de vie.

Concernant les pratiques alimentaires relatives au nombre de repas pris à l'extérieur, à la part de produits transformés dans la consommation etc…, il est probable qu'elles s'inscrivent dans la tendance de celles envisagées pour 2030. Cet aspect n'a cependant pas été intégré dans les modèles à l'horizon 2050.

Concernant la consommation de produits hors saison et exotiques, elle a été considérée constante en volume malgré les enjeux énergie / GES pour tenir compte de l'augmentation de la consommation de fruits et légumes mise en avant par les politiques « santé », mais ce point pourrait être travaillé davantage. L'augmentation de la consommation de produits bruts « de saison » nécessiterait de travailler sur son acceptabilité sociale.

L'approvisionnement « de proximité » se développe en 2050, les territoires rééquilibrant leurs productions en vue d'atteindre de nouveaux équilibres entre les productions animales et végétales.

iii.Hypothèses retenues pour la composition de l'assiette alimentaire en 2050

L'exercice conduit sur 2050 a permis de descendre au niveau de la composition détaillée de l'assiette moyenne des français. Les grandes lignes en termes d'apports caloriques ont été définies plus haut : moins de surconsommations, moins de protéines et plus d'équilibre entre protéines animales et végétales.

Une étude portant sur les « impacts environnementaux et la qualité nutritionnelle des consommations alimentaires en France »[61], faisant suite à celle sur l' « impact carbone des régimes alimentaires », confirme ainsi le poids GES des protéines animales dans la composition de l'assiette moyenne. Cette étude met également en évidence plusieurs stratégies de substitution possible d'une partie des protéines animales, en conservant un

[61] *« impacts environnementaux et la qualité nutritionnelle des consommations alimentaires en France », étude INRA co-financée par l'ADEME, 2013.*

équilibre alimentaire optimal, et identifie des typologies de régimes existants permettant de concilier santé et environnement.

Par exemple, l'étude met en évidence que si la viande est remplacée par des fruits et légumes, dès lors que les apports caloriques sont maintenus, le gain GES est proche de zéro voire négatif. Si la viande est remplacée par des céréales et féculents, le gain GES est de 4% pour une réduction de 20% de la consommation de viande, et de 8,5 % si la consommation de viande (hors volaille) est limitée à 50g/j/pers.

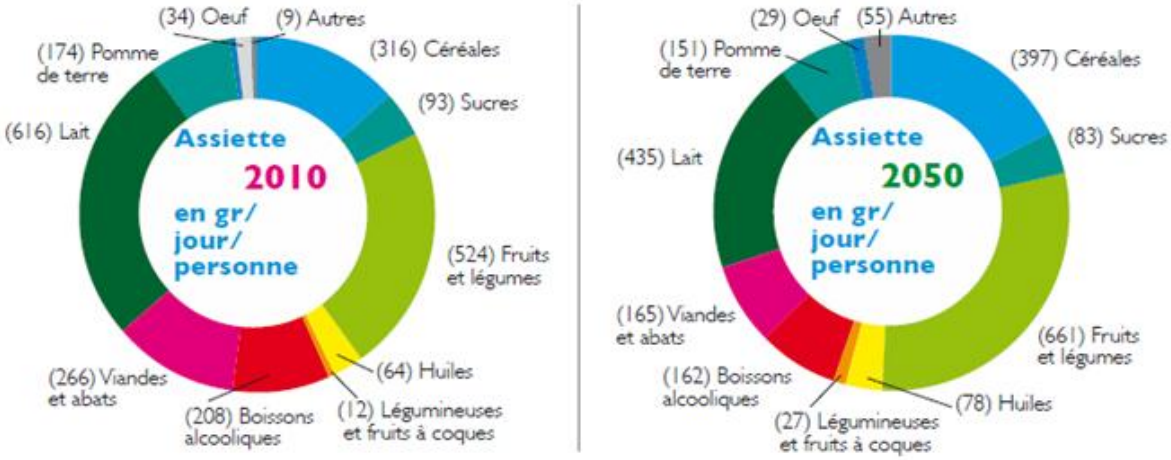
Concernant les produits laitiers, des débats existent sur la quantité « optimale » à ingérer, le facteur limitant étant les besoins en calcium provenant de produits laitiers. Actuellement, le besoin nutritionnel en calcium est estimé à 900mg/jour pour un adulte, dont 400mg en provenance de produits laitiers (les autres principaux apports venant des eaux minérales, des céréales, des légumes). La difficulté d'estimer une valeur cible « basse » pour le calcium d'origine laitière (200mg selon certains experts) provient du fait que l'assimilation du calcium est différente selon sa source (ainsi, le calcium laitier est très bien assimilable par l'organisme), mais aussi fonction des autres aliments ingérés. Au-delà du simple impact GES du lait dans un régime (par lait on entend l'ensemble des produits laitiers), cette question est en réalité bien plus structurante. De fait, la consommation de produits laitiers peut devenir le principal déterminant du besoin de cheptel bovin.

A l'horizon 2050, les évolutions proposées sont donc :

- Limitation à 300mg/j de la quantité de calcium en provenance du lait
- Réduction de la surconsommation protéique et répartition 50/50 des protéines animales / végétale
- Poursuite de la réduction tendancielle de la consommation de viande bovine au profit de viande de porc et de volaille, tout en maintenant un cheptel bovin viande apte à valoriser les prairies permanentes.

L'acceptabilité de ces hypothèses repose entre autres sur le maintien de l'ensemble des composantes de l'assiette actuelle des français et une réponse aux enjeux de la santé. La consommation de viande et de laitage sont stabilisées à un niveau plus équilibré. Simultanément, la production agricole, notamment animale, est réorientée vers des systèmes privilégiant la qualité et/ou l'environnement (AOC, labels, bio etc…), favorisant la promotion des valeurs gastronomiques françaises.

L'assiette recomposée pour les français en 2050 est donc la suivante (en g/jour/personne) :



	2010	2050
Protéines totales	113 g/jour/hab (dont 40 végétales)	86 g/jour/hab (dont 43 végétales)
Énergie	3324 kcal/pers/jour	3270 kcal/pers/jour
Potentiel nourricier	140 millions énergie / 95 millions protéines / 60 millions prot animales	136 millions énergie / 113 millions protéines / 79 millions prot animales

iv. Hypothèses retenues pour le commerce extérieur

Dans une optique de développement durable, plusieurs contraintes complémentaires ont été proposées en 2050 :

- la capacité de la France à nourrir sa population : la France doit globalement maintenir sa capacité à se nourrir elle-même, voire l'améliorer, de façon à éviter la délocalisation des activités de production et de faire porter à d'autres pays le poids (notamment GES) de notre consommation
- le maintien d'un certain niveau d'export : compte tenu de notre capacité exportatrice actuelle, liée à des terres favorables à l'agriculture, plusieurs options sont possibles :
    - le maintien des quantités produites à l'export
    - le maintien d'une capacité nourricière globale à l'export, éventuellement en hausse pour tenir compte de l'évolution de la population mondiale (en Kcal par exemple), en recomposant la « ration » au regard des évolutions alimentaires probables ou souhaitables.
    - la limitation de l'export aux terres disponibles une fois la demande interne en biomasse (à visée énergétique notamment) satisfaite.

Nous avons fait le choix de maintenir la capacité exportatrice de la France en équivalent énergie partant du principe que les pays limitrophes verraient leur assiette alimentaire évoluer comme celle des français. Les imports n'ont pas évolué, hormis sur les tourteaux de soja dont l'importation passe de 75% des besoins en alimentation animale, à 25%.

2.3.3.b. Vision de l'ADEME sur les modes de production agricole et le cheptel

Les systèmes de production agricole évoluent vers des pratiques plus écologiques tout en restant dans une logique de maintien d'un fort niveau de productivité.

Les modèles agricoles proposés par une plus forte diversité, nécessitent plus de compétences et de technicité des agriculteurs en agronomie pour valoriser au mieux les ressources naturelles, l'équilibre des écosystèmes, et les moyens naturels de lutte contre les nuisibles. Cela constitue, de fait, un changement de modèle important par rapport au système actuel, qui nécessitera un accompagnement en terme de formation, de gestion du changement et des risques associés, mais également de l'ensemble des filières qu'il s'agisse des fournisseurs de matériel, d'intrants ou des transformateurs de matière première. Les hypothèses techniques des systèmes de production ne sont pas développées dans ce rapport, mais disponible dans l'étude F4.

i. Hypothèses retenues pour les cultures végétales

Les grands principes des évolutions des productions végétales, ont été décrits dans la vision 2030. Le mouvement initié sur cette première période s'amplifie.

L'agriculture dite conventionnelle diminue progressivement jusqu'à représenter environ 10% en 2050 au profit de la production intégrée ou agro-écologique (60% des surfaces) et de l'agriculture biologique (30%). Les principaux déterminants portent sur :

- Une augmentation des légumineuses et une meilleure valorisation des apports organiques permettant de substituer la consommation d'engrais de synthèse avec la réduction d'1/3 des consommations d'azote
- Une simplification du travail du sol (gains de carburant, préservation des sols…)
- Un développement des cultures associées (gain en biodiversité, réduction des intrants.)
- L'apparition de l'agroforesterie (15% des surfaces en 2050 comptabilisées dans l'agro-écologie)

Au-delà des trois grands « types » de culture présentés, la réalité envisagée sur le terrain serait plutôt une grande diversité de systèmes déclinant l'ensemble des nuances et combinaisons possibles, pour tenir compte des conditions pédo-climatiques, de la sensibilité des milieux, des enjeux économiques propres à chaque territoire et des innovations portées par les agriculteurs.

Pour la production intégrée, on fait par exemple l'hypothèse d'une diminution de rendement de 10% à 20% selon les cultures, une diminution d'intrants et de consommation de fioul (50l/ha) et d'une augmentation de stock de carbone dans les sols de 0,2 tC/ha/an, par rapport aux systèmes conventionnels actuels. Compte tenu de l'évolution probable du climat, une augmentation des surfaces irriguées a été envisagée en grande culture à hauteur par exemple de 25% pour les principales céréales.

Pour l'agroforesterie les hypothèses sont d'une densité de 50 arbres/ha. La perte de rendement de la culture intercalaire est estimée à 12%. La part de bois destinée à l'énergie est d'environ 50% de la biomasse aérienne.

Concernant les serres, une réduction de 75% des consommations énergétique est proposée, en raison en première approche des gains d'efficacité énergétiques très importants portant sur le développement des nouvelles technologies et de l'évolution des systèmes de production.

ii. Hypothèses retenues pour les productions animales

Les changements proposés sur l'assiette alimentaire déterminent une quantité de viande et de lait à produire sur le territoire national. Comme présenté plus haut, pour des raisons d'acceptabilité des consommateurs et de maintien du revenu des agriculteurs il a été proposé une évolution forte des productions vers des produits labellisés pour le porc et la volaille : passage de 2% (porc) et 10% (volaille) de produits sous labels à 40% pour chacune de ces deux filières. Ce choix permet ainsi un maintien des cheptels malgré la baisse quantitative de la production (en raison d'une durée d'élevage plus élevée).

Concernant la filière bovine, les choix effectués visent à optimiser la valorisation des prairies en évitant les retournements, notamment dans les zones de montagne, et ce malgré une légère intensification de la production. De fait, les évolutions de la consommation conduisent à une division par deux des effectifs bovins. Ce résultat pourrait être amené à évoluer ultérieurement dans le cadre de l'actualisation de cette étude, en prenant en compte d'autres déterminants comme l'évolution des connaissances des systèmes de production agricole ou une prise en compte plus en fine des exportations.

Sur un plan technique, les principaux déterminants portent sur :

- Une nette réduction des consommations d'énergie en bâtiments (-90%)
- Une augmentation massive de la méthanisation (50% des déjections méthanisées)
- Une augmentation de la part des élevages à dominante de pâturage

2.3.3 L'artificialisation des sols et les changements d'usage

A l'horizon 2050, l'afforestation se poursuit en lien avec les besoins de biomasse bois (matériaux et énergie), le développement des filières et la mise en œuvre de politiques de mobilisation volontaristes. La part des systèmes agroécologiques (production intégrée, agroforesterie, agriculture biologique) augmente et devient dominante (90% des systèmes). Les efforts de diminution de consommation de protéines animales sont renforcés, ainsi que ceux relatifs aux gaspillages alimentaires (-60%). Au final, bien que les terres cultivées progressent, la SAU diminue légèrement avec la poursuite de la réduction des surfaces toujours en herbe et du cheptel bovin au profit de cultures à vocation alimentaire et des forêts. Cette perte est limitée par l'orientation des élevages bovins vers des systèmes herbagers. Le rythme croissant d'artificialisation des sols est supposé diminuer sous l'influence des politiques publiques dès 2015, pour atteindre un niveau d'artificialisation net nul à partir de 2030.

Conséquence des orientations décrites précédemment, la SAU – principalement les prairies - baisse très légèrement au profit des espaces urbanisés (+0.8 Mha par rapport à 2010) et des forêts (+ 0,5 Mha).

L'évolution du stock de carbone est également suivie afin de permettre une cohérence globale du scénario, un gain significatif des stocks de carbone est observé en raison des changements de pratiques favorables.

Estimation des gains de carbone annuel dans les sols

Gain (MtC/an)	Sols forestiers	Surface agricole utile	Total sols agricoles et forestiers
ADEME 2050	1,3	0,925	2,225

2.3.4 Bilan du scénario de l'ADEME pour le secteur de l'alimentation, de l'agriculture et de l'utilisation des sols

Les hypothèses donnent un potentiel d'économie d'énergie directe à 2050 d'environ 38%.

Consommation énergétique totale de l'agriculture

Mtep	2010	2030	2050
Consommation énergétique totale	4,0	3,0	3,0

		2010	2030	2050
Réseau électrique		1,1	0,9	0,9
Réseau de gaz		0,1	1,0	1,2
Réseau de chaleur		0,0	0,0	0,0
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,0	0,0
	Bois énergie	0,0	0,0	0,0
	Solaire thermique	0,0	0,0	0,0
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,0	0,0
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0	0,0
	Biocarburants	0,0	0,0	0,3
	Ess/Dies/Jet	0,4	0,3	0,0
	Autres PP	2,3	0,8	0,6
	Déchets	0,0	0,0	0,0
	Charbon	0,1	0,0	0,0
		4,0	*3,0*	*3,0*

En résumé, les points positifs du scénario étudié montrent qu'il est possible de maintenir un haut niveau de production et le solde d'exportation (en bilan énergétique) de l'agriculture française, tout en réduisant de manière importante la consommation d'énergie (-38%) et les émissions de GES (-50%). L'orientation des systèmes de production agricoles permet par ailleurs d'augmenter le stock de carbone dans les sols compatibles avec un objectif de la préservation de leurs qualités. La production d'énergie se trouve également augmentée grâce notamment au développement de l'agroforesterie, la plantation de haies et la généralisation de la méthanisation.

Ce scénario comporte également des limites non résolues qui nécessiteront une révision des hypothèses. Même si l'augmentation de l'irrigation est contenue par rapport aux hypothèses tendancielles, la consommation d'eau est estimée en 2050 à +30% en raison principalement de l'impact du changement climatique qui impose l'irrigation de nouvelles cultures. Ce résultat semble difficilement compatible avec l'évolution prévisible de la ressource en eau. Par ailleurs, comme pour les autres secteurs, les hypothèses d'exportation n'ont pas été abordées finement et en particulier la question des exportations des produits animaux. Si le scénario souligne que pour des raisons de santé et environnementales, une certaine évolution des régimes alimentaires de la population française est attendue, l'impact sur les productions agricoles pourrait être nuancé par l'évolution des exportations.

Rappelons également que les estimations des GES en agriculture sont entachées de fortes incertitudes sur les facteurs d'émission et que les résultats ne donnent donc que des ordres de grandeur. Par ailleurs, la diversité des systèmes de production n'a pas pu être abordée dans sa globalité et des hypothèses plus fines sont envisageables. Le scénario agriculture est une base de travail permettant de chiffrer une première série d'orientation qu'il faudra par la suite affiner et voir modifier au regard des nombreux travaux sur le sujet.

2.4. Evolution du secteur de la production industrielle

Il convient tout d'abord de préciser qu'aux horizons qui nous intéressent ici, la distinction classique industrie/services est surement de moins en moins pertinente. Les processus d'externalisation des activités de services des industries, l'essor de l'investissement immatériel en particulier en Ret D et publicité et le déploiement de logiques industrielles dans des secteurs de services, rend les frontières d'activités entre l'industrie et les services de plus en plus floues. Autant parler de m2 d'habitations, de kms à parcourir peut être proposé sur des bases tangibles, autant parler de productions industrielles à si long terme a moins de sens. Tel que Gilles le Blanc le suggère « La combinaison de plus en plus étroite des offres de biens et de services, l'évolution des métiers associés, l'extension des logiques industrielles en dehors des secteurs historiques, imposent aujourd'hui une vision renouvelée, élargie, cohérente de l'industrie, à la fois pour apprécier son rôle véritable dans notre économie et pour construire des politiques publiques efficaces, adaptées à un environnement concurrentiel globalisé »[62].

D'autre part, dans la perspective de l'augmentation de la population mondiale (+30% d'ici à 2050 pour atteindre 9 milliards de personnes), les pressions sur l'environnement vont s'accentuer, et notamment celles sur les ressources qui sont de plus en plus convoitées et utilisées. Tendre vers la notion d'économie circulaire semble être une voie pour un développement respectueux de l'environnement. L'économie circulaire est basée sur six éléments principaux :

1. L'utilisation modérée et la plus efficace possible des ressources non renouvelables
2. Une exploitation des ressources renouvelables respectueuse de leurs conditions de renouvellement
3. L'écoconception et la production propre
4. Une consommation respectueuse de l'environnement
5. La valorisation des déchets en tant que ressources
6. Le traitement des déchets sans nuisance

L'écoconception, l'écologie industrielle et des modèles d'affaires intégrant la préservation de l'environnement sont des approches actuellement mises en œuvre qui permettent de tendre vers la notion d'économie circulaire.

La vision ADEME s'inscrit dans une trajectoire où les **deux piliers** sur lesquels une industrie importante peut prendre place en France demain sont :

- les **potentiels de production liés aux ressources du territoire**, et ceci en termes de ressources énergétiques renouvelables, de ressources énergétiques minières issues du recyclage des produits de consommation aujourd'hui utilisé (déchets, parcs de véhicule, électroménager, …), de ressources matière, eaux et de ressources du territoire en terme de qualité de l'air, des sols….;

- les **marchés nouveaux** qui peuvent apparaître sur le territoire autour des questions des loisirs, de la santé, de l'accès aux biens de première nécessité, du vieillissement, de l'énergie, de l'environnement et des loisirs. L'approche de la production sera systématiquement pensée en termes d'**écoconception** favorisant la réutilisation et le recyclage des produits.

[62] Gilles Le blanc, Constructif 2008, N°20

On se situe dans une perspective où l'âge de la production massive semble devoir être révolu tant pour des questions de solvabilité de la demande que de durabilité du système en termes de prélèvements des ressources. En outre, le **territoire** redevient une notion centrale, notre vision du futur industriel réside dans une adaptation de la production aux territoires, à ses spécificités (climatiques, urbanistiques, démographiques, agricoles, hydrographiques, minières, etc.) et non plus dans la standardisation d'un objet de masse à l'ensemble de consommateurs.

2.4.1 Méthode de travail

Traduire ces perspectives en termes quantitatifs est par définition compliqué : s'il existe bien une demande stable de certains produits de base, beaucoup des nouvelles productions sont à inventer. En outre, le secteur industriel est un des secteurs où les hypothèses de long terme sont les plus difficiles à poser. Et ce pour plusieurs raisons :

- La dynamique du secteur industriel dépend largement d'éléments exogènes (globalisation, marchés émergents, compétitivité relative des entreprises française…) ;

- Les effets de structure sont difficiles à appréhender sur des horizons aussi longs ;

2.4.2 Productions physiques

En terme d'évolution de la production industrielle à horizon 2050, différents éléments peuvent être considérés dans le cadre d'une politique Facteur 4 de réduction des émissions de GES et de consommations d'énergie du secteur, associés à la nécessité de conserver des capacités de production industrielle nationale.

Tout comme pour 2030, l'évolution de la production physique prise pour 2050 est très ambitieuse, afin de montrer qu'il est possible de réaliser un scénario Facteur 4 en préservant un outil industriel sur le territoire national :

Production physique des IGCE, Mt		1990	2010	2030	2050
	éthylène	2,25	2,34	2,9	2,9
	chlore	1,34	1,16	1	1
	ammoniac	1,59	0,81	1,2	1,2
	clinker	20,9	14,9	16,5	16,5
	papier-pâtes	7,05	8,83	13,4	13,4
	verre	4,94	4,63	6,35	5,8
	aluminium	0,55	0,51	0,94	0,815
	sucre	4,74	3,87	4,2	4,2
Production d'acier, Mt		19,02	15,41	21	19
dont four électrique, Mt		5,4	5,59	8	8

2.4.3. Quelques déterminants pour l'évolution de l'outil industriel

La problématique majeure sera celle des productions de matériaux de base qui constituent la majorité des consommations d'énergie du secteur industriel : ces industries sont fortement internationalisées, et très sensibles aux prix des énergies et aux conditions environnementales. La localisation des productions dépend de la proximité des marchés, et des conditions économiques et environnementales des différents lieux de production, versus les coûts de transport

En se basant sur la feuille de route des investissements d'avenir « écoconception de produits, services et procédés & écologie industrielle», un scénario ambitieux doit reposer sur des schémas où il y aurait plus de recyclage au sens de ré-usage et d'évolution de l'activité vers de l'économie circulaire. Il y aurait plus d'interactions, de collectif, plus de local et de proximité, et une sobriété d'ensemble. Au final, on aurait moins de jetable, moins de surconsommation.

Pour ce faire, aller vers **l'économie d'usage** (de la fonctionnalité) est une piste intéressante. L'économie d'usage est plus vertueuse car elle permet de mieux contrôler le recyclage et le rythme de renouvellement. Les approches fonctionnelles intègrent l'éco-conception de biens et services plus économes en ressources, moins polluants et contribuant au progrès sanitaire et social, mais également les modes d'organisation et d'échanges basés sur l'usage de la fonctionnalité des produits ou des procédés (location, partage, coopération d'habitation et de manière plus générale toute offre qui privilégie l'usage plutôt que l'acte d'achat).

Il est également possible, de produire des choses moins complexes (concept de **low technology**) et d'optimiser la durée de vie des produits . Des produits ou des matériaux moins complexes et moins diversifiés permettent un meilleur potentiel de recyclage.

Il est probable également que la **fabrication additive** (Imprimante 3D) amènera des ruptures sur les consommations unitaires.

Dans le scénario 2050 imaginé par l'ADEME, on propose pour tendre vers une économie circulaire de :

. d'amplifier la mise en œuvre des principes d'économie de fonctionnalité, de réusage et de sobriété de possession en favorisant de nouvelles activités économiques – non délocalisables – dans les filières de recyclage, de réparation…

. de systématiser les synergies entre sites industriels diminuant les pertes ressources et énergie dans des dynamiques d'écologie industrielle

. de développer les productions à forte valeur ajoutée – sans nécessairement de sophistication – en s'appuyant sur l'éco-conception, les principes de fabrication additive, et en prenant en compte les impératifs de recyclage…

. de favoriser la mise en œuvre de technologies de rupture permettant des gains significatifs en matière d'économies de ressources (EnR, valorisation des déchets, mais aussi catalyse, intensification des procédés, bio-technologies,…)

En 2050, l'industrie devrait reposer sur la biomasse, sur ce que l'on a en sous-sol ainsi que sur le recyclage. Sur ce point il faudra regarder les ressources disponibles ainsi que le potentiel de recyclage.

2.4.2.a. Hypothèses retenues pour l'évolution des gains d'efficacité énergétique

Dans le scénario 2050, il n'est pas fait d'hypothèses autres que l'amélioration des process, sur le même rythme que celui proposé sur la période 2010-2030.

En effet, il nous a semblé très difficile de faire des hypothèses précises sur les gains d'efficacité énergétique pour l'industrie à l'horizon 2050, les évolutions de structure et de process à cet horizon pouvant être drastiques.

2.4.4 Bilan du scénario de l'ADEME dans le secteur de l'industrie

Mtep	**2010**	**2030**	**2050**
Consommation énergétique totale	36,5	33,2	26,7

Evolution de la consommation énergétique (hors matières premières pour usages non énergétiques) de l'industrie par secteurs industriels :

Mtep	**2010**	**2030**	**2050**
Métaux primaires	6,22	6,9	5,6
Chimie	9,11	8	5,9
Matériaux non métalliques	4,56	4,6	4,3
Industrie agroalimentaire (IAA)	5,21	2,9	2,1
Equipement	4,00	3,4	2
Mines et construction	2,35	2,6	3,1
Autres	5,05	4,8	3,7
TOTAL	**36,5**	**33,2**	**26,7**

Evolution de la consommation énergétique de l'industrie par vecteur (pour 2010, les chiffres varient selon les sources) :

		2010	2030	2050
Réseau électrique		10,3	9,0	7,5
Réseau de gaz		11,3	8,9	5,9
Réseau de chaleur		0,4	0,3	0,2
Usages directs	Biogaz direct	0,0	0,3	0,3
	Bois énergie	1,7	2,6	2,0
	Solaire thermique	0,0	0,5	0,5
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,0	0,0
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	0,0	0,0
	Biocarburants	0,0	0,0	0,0
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0	0,0
	Autres PP	7,1	5,7	5,5
	Déchets	0,5	0,9	0,8
	Charbon	5,1	5,0	4,0
		36,5	*33,2*	*26,7*

2.5. Scénario ADEME 2050 : bilan total de la consommation énergétique

	2010	2030	2050
TOTAL	**151**	**123**	**82**

Par secteur :

Mtep	**2010**	**2030**	**2050**
Transport	44,0	35,8	15,0
Résidentiel	44,3	32,6	21,9
Tertiaire	22,1	18,6	15,6
Industrie	36,5	33,2	26,7
Agriculture	4	3,0	3,0
TOTAL	**151**	**123**	**82**

Par vecteur :

Total par énergie		**2010**	**2030**	**2050**
Réseau électrique		*37,7*	*32,5*	*32,8*
Réseau de gaz		*31,5*	*21,5*	*19,4*
Réseau de chaleur		*3,2*	*6,3*	*5,4*
Usages directs	Biogaz direct	*0,0*	*0,3*	*0,3*
	Bois énergie	*8,8*	*10,1*	*4,7*
	Solaire thermique	*0,0*	*0,8*	*1,6*
	Calories PAC Géothermiques	*1,0*	*1,5*	*1,8*
	Calories PAC Aérothermiques		*1,8*	*2,4*
	Biocarburants	*2,4*	*3,0*	*3,0*
	Ess/Dies/Jet	*40,9*	*31,3*	*0,0*
	Autres PP	*19,5*	*7,9*	*6,1*
	Déchets	*0,5*	*0,9*	*0,8*
	Charbon	*5,5*	*5,1*	*4,0*
	Total	**151**	**123**	**82**

Le scénario 2030 est globalement en ligne avec la vision normative 2050 sauf sur le secteur des transports, où les premières évolutions systémiques (véhicule électrique, autopartage, etc.) décrites sont attendues au cours de la décennie 2020 et ne produisent donc pas encore suffisamment d'effets en 2030. D'un point de vue purement comptable, l'effort de 30 Mtep d'efficacité énergétique réalisé en 2030 devrait être accru d'environ 12% pour réaliser la part « Maitrise de l'énergie » de l'objectif Facteur 4, la quasi-totalité des gains devant être faits dans le secteur des transports.

Toutefois, l'objectif Facteur 4 étant un objectif en termes d'émissions de CO2, nous verrons dans la partie offre énergétique que l'effort réalisé sur la maitrise de la consommation permet de libérer des marges de manœuvres en termes d'énergies renouvelables, mettant la vision proposée en première partie sur une ligne cohérente avec le Facteur 4.

Ainsi, l'exercice de prospective complet 2030-2050 illustre la complémentarité entre une politique ambitieuse réduisant à la fois la consommation énergétique tout en faisant progresser l'offre d'énergie renouvelable.

3. Ressources énergétiques durables : vers l'indépendance énergétique et la neutralité environnementale

3.1 Méthodologie

L'enjeu a été rappelé à maintes reprises au cours du document : sortir l'économie française d'une situation de vulnérabilité où 70,7 milliards d'euros sont consacrés annuellement à l'achat de combustibles fossiles avec très peu de retombées internes au territoire. Et sortir d'une situation de vulnérabilité énergétique où l'énergie consommée est aujourd'hui principalement importée, avec notamment des risques importants sur ces importations de pétrole et de gaz en termes de rupture d'approvisionnement ou de brutale hausse des prix. La méthodologie retenue se base sur les gisements techniques encore disponibles en 2030.

Entre 2050 et 2100, le changement climatique peut avoir un impact relativement important sur certaines ressources (modification des régimes de vents, baisse de la pluviométrie…). Les scénarios ont cependant des plages d'incertitude assez larges, notamment pour 2050. Aussi, le changement climatique vient-il la plupart du temps neutraliser des augmentations de productibles qui seraient liées à l'amélioration des technologies.

3.2. Vision de l'ADEME pour l'offre d'énergie renouvelable

Pour l'estimation des gisements, les rythmes d'installation nouvelles sont poursuivis à partir de ceux obtenus à 2030 jusqu'en 2050, en prenant en compte le fait que les installations faites dans les décennies précédentes sont à renouveler ; cela signifie concrètement une montée en puissance des installations annuelles (une partie étant du renouvellement et l'autre des moyens additionnels).

3.2.1 Biomasse

Le gisement de biomasse disponible est calculé par bilan des surfaces et productions disponibles hors consommation alimentaire, et, si besoin, réaffectation de terres libérées.

Type de gisement (Mtep)	2010	2030	2050	Commentaire
Biomasse combustion	5,9	18	21	Dont 12 Mtep issus de la forêt, 5 Mtep de biomasse agricole, haies et agroforesterie et 4 Mtep issues de l'industrie.
Biomasse méthanisation	-	6	9	
Biocarburants liquides	2,2	4,2*	4,4**	

* : avec la biomasse origine import, le besoin total s'élèverait à 6,3 Mtep.

** : avec la biomasse origine import, le besoin total s'élèverait à 6,8 Mtep.

Concernant la méthanisation, le gisement peut être détaillé ainsi :

Type de gisement	2030	2050
Déchets organiques des ménages	0,07	0,07
effluents d'élevage	1,71	1,50
terres arables et surfaces toujours en herbe	1,99	3,60
Résidus de culture	1	2,50
Industriels	0,42	0,42
STEP urbaines	0,19	0,20
Gros producteurs	0,14	0,14
ISDND	0,43	0,40
Total	**6 Mtep**	**9 Mtep**

Méthanisation des microalgues

La culture des microalgues, hétérotrophes ou autotrophes pourraient valoriser certains déchets, effluents industriels (CO_2, N, …) ou coproduits des IAA pour la chimie et l'énergie. En 2012, GrDF[63] a réalisé une estimation prospective du potentiel de biométhane injectable produit à partir de microalgues valorisant du CO_2 et des effluents industriels. La rentabilité des filières énergétiques seules n'étant pas encore atteignable, outre le biométhane, des co-produits à plus fortes valeurs ajoutées ont été envisagés (molécules pour la chimie, alimentation pour l'aquaculture…….).

Des secteurs industriels pouvant porter à moyen terme (à partir de 2020) le développement de ces filières ont été identifiés en croisant leurs intérêts en termes de plan de développement, de surfaces disponibles à proximité des zones industrielles concernées pour la culture des microalgues en photobioréacteurs et en bassins ouverts, et la compatibilité potentielle des effluents en quantité et qualité.

Ces premiers secteurs industriels identifiés sont regroupés en 3 catégories :

- Chimie/Raffinage/Pétrochimie

- Alimentation animale

- Services à l'environnement (Incinération, STEU (Stations de Traitement des Eaux Usées), ISDND (Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux),

GrDF a réalisé une estimation prospective du potentiel de biométhane injectable produit à partir de microalgues valorisant du CO_2 et des effluents industriels. Si en 2020, le potentiel serait relativement

[63] Biométhane de microalgues – Evaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050. GrDF- Février 2013.

faible (hors mobilisation des surfaces supplémentaires, principalement des terres agricoles en jachère), **ce potentiel pourrait atteindre de l'ordre de 4,4 Mtep en 2050.**

3.2.2 Hydroélectricité

A un horizon long terme (2050), les impacts du changement climatique pourraient se traduire par une modification notable de la ressource hydro-électrique :

- Baisse notable des précipitations et donc des vitesses de remplissage des barrages ou du débit des cours d'eau (entre 5 et 10%).
- Hausse de la température/modification des quantités de neige et recul des glaciers pourraient avoir un impact sur le profil de remplissage des grands barrages, à ce jour principalement effectué à la fin du printemps (production mieux répartie au cours de l'année, avec notamment plus de remplissage en hiver).
- Besoin accru en irrigation en été, ce qui peut limiter le caractère mobilisable de la puissance hydro-électrique

On peut toutefois supposer que la modernisation des ouvrages et les augmentations de rendement des systèmes de conversion permettront de compenser ces pertes.

On considère donc à l'horizon 2050, une production égale à la production actuelle.

Hydroélectricité	**2010**	**2030**	**2050**
Métropole	Mtep : 5,8 TWh : 67	Mtep : 6,4 TWh : 74	Mtep : 5,8 TWh : 67

3.2.3 Eolien

Le gisement technique identifié pour l'éolien est très important : 215 GW terrestre et 56 GW pour l'éolien offshore posé.

En ce qui concerne l'éolien terrestre, les hypothèses de déploiement prennent en compte la nécessité de renouveler la quasi-totalité du parc. A partir de 2035, les capacités de production industrielles sont donc utilisées pour du repowering ou du renouvellement de parc.

Il est probable que les machines en place soient remplacées par des machines plus hautes et de plus grande puissance, qui, soumises à des vents plus réguliers produiront plus et de façon plus lissée.

Concernant l'éolien marin, seule une partie du parc devra être renouvelé d'ici à 2050. Face aux limites de l'éolien offshore posé (profondeur des fondations limitées à 40-50mètres, conflits d'usage aux abords des côtes), la technologie de l'éolien flottant devient mature pour un déploiement commercial à partir de 2030. On considère que 10 GW d'éolien flottant seront installés, notamment en méditerranée.

En terme de productible, le changement climatique est susceptible de modifier les régimes de vents. Les nouveaux parcs ne seront donc pas nécessairement installés sur les mêmes emplacements sur les parcs qui arriveront en fin de vie et seront démantelés. Les facteurs de capacité retenus sont les mêmes qu'en 2030 (20% pour le terrestre, 35% pour l'offshore).

Type de gisement (GW)	2010	2030	2050
Eolien terrestre	6,6	34	40
Eolien offshore posé & flottant	-	12	30

3.2.4 Photovoltaïque

A l'horizon 2030, le gisement relatif aux centrales au sol sera complètement exploité. Le potentiel restant des grandes toitures sera de l'ordre de 68 GW (101-33).

Il est difficile de prévoir l'évolution des rendements modules et systèmes PV après 2030. A l'horizon 2040, les technologies classiques silicium cristallin et couches minces auront atteint leur rendement maximal[64]. Mais d'autres technologies de modules haut rendement intégrant des dispositifs avancés (concept multispectral, nanocristaux de Si ou autres, piégeage optique) seront probablement viables d'un point de vue économique avant 2040 avec des rendements systèmes supérieurs à 30%.

Le potentiel des grandes toitures à l'horizon 2050 pourrait être supérieur à 85 GW en considérant uniquement les augmentations de rendement (sans tenir compte des nouvelles surfaces disponibles).

A partir de 2030, la filière photovoltaïque est compétitive quelque soient les technologies et les secteurs d'application, en France. Les modules photovoltaïques se seront banalisés dans le secteur du bâtiment et devenus des composants de construction diffusés à grande échelle.

	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Si cristallin	14,0%	15,1%	16,7%	17,8%	20,7%	24,0%	24,3%	24,7%	25,0%
Couches minces	11,0%	11,9%	13,5%	14,3%	15,0%	15,8%	16,8%	17,4%	18,0%

Hypothèse d'évolution des rendements système

Il sera plus intéressant pour un particulier d'autoconsommer l'électricité produite. L'utilisation de systèmes de stockage de petite et de moyenne taille (2,5 à 7,5 kWh) permettra un taux d'autoconsommation jusqu'à 40 à 96 %.

[64] Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology – Edition 2, 2011.

Le développement des installations PV après 2030 dépendra essentiellement de la capacité du réseau électrique à intégrer cette source d'énergie fluctuante. Le recours aux technologies de prédiction de production, le développement des interconnexions, la mise en œuvre du stockage, et la baisse du prix des systèmes PV devraient permettre d'atteindre à l'horizon une puissance PV installée cumulée de l'ordre de 65 GW. A compter de 2030, les systèmes PV de moyenne et forte puissance seront installés en grande majorité sur des grandes surfaces de toitures.

Type de gisement (GW)	**2010**	**2030**	**2050**
Photovoltaique	3,3	33	65

3.2.5 Solaire thermique

A partir de 2030, le coût du kWh produit par un système solaire est compétitif par rapport aux autres solutions, ce qui permet un déploiement massif sur le marché de l'habitat individuel et collectif.

Le déploiement envisagé en 2050 vise principalement l'eau chaude sanitaire.

Mtep	**2030**	**2050**
alimentation des réseaux de chaleur par le solaire thermique	0,155	0,2
ECS pour les particuliers	0,2	0,5
ECS collectif/tertiaire	0,15	0,5
Industrie	0,5	0,5
TOTAL Solaire	1,005	1,7

Le productible total évolue donc de la façon suivante :

Type de gisement (Mtep)	**2010**	**2030**	**2050**
Solaire thermique	-	1,005	1,7

3.2.6 Géothermie

A l'horizon 2050, le point marquant concerne la multiplication des opérations de géothermie pour un usage industriel :

- opérations de forage profond de type EGS dans une optique de valorisation de chaleur et non pas seulement d'électricité. La taille unitaire de ces opérations est de l'ordre de 10-15 ktep/an.

- Opérations de froid industriel, offrant des meilleurs COP que les solutions aérothermiques

- Utilisation de la géothermie pour des process industriels basse – température (exemple raffinerie)

- Développement des PAC haute température permettant d'atteindre des niveau de température de l'ordre de 110-120°C.

Mtep	2030	2050
Géothermie superficielle pour le particulier TBE (PAC géothermiques sur capteurs enterrés horizontaux ou verticaux)	1	1
Géothermie profonde BE usage direct (ktep/an)	0,6	0,7 dont réseau de chaleur : 0,7
Géothermie profonde assistée par PAC (ktep/an)	0,1	1,5 dont réseau de chaleur : 0,2
Géothermie TBE sur aquifère superficiel (ktep/an)	0,8	1,4
Géothermie TBE sur champ de sondes (ktep/an)	0,1	0,3
Géothermie TBE sur aquifère superficiel avec PAC et boucle d'eau (ktep/an) (centralisée ou non)	0,2	1 dont réseau de chaleur : 1
Récupération de chaleur (ou de froid) sur « eau de mer » ou eaux de surface (rivière) (avec ou sans PAC)	0,1	0,2 dont réseau de chaleur : 0,2
Récupération de chaleur (ou de froid) sur « eaux usées » (ktep/an)	0,1	0,4 dont réseau de chaleur : 0,2
TOTAL Mtep	**3**	**4,7 dont réseau de chaleur : 2,3**

Concernant la géothermie électrique, on considère également un développement assez important des centrales de production électrique de type EGS. On peut noter que ces centrales offriront un potentiel de valorisation de chaleur localement sur le site de production. On peut imaginer par exemple une valorisation pour des usages agricoles (serres , séchage …).

Type de gisement (Mtep)	2010	2030	2050
Géothermie chaleur	0,35	3,0	4,7
Géothermie électricité (final)	-	Mtep : 0,1 TWh : 1,54	Mtep :0,4 TWh : 4,6

3.2.7 Energies marines

En 2050, le potentiel français hydrolien est intégralement exploité, soit une contribution de 10 TWh/an pour 3 GW de capacité installée, sur les 4 zones du Raz Blanchard, Raz de Barfleur, Passage du Fromveur et sur les Héaux de Bréhat.

La filière houlomotrice atteint sa maturité commerciale à partir de 2030. En 2050, 10 GW de fermes houlomotrices sont installées soit une contribution de 35 TWh/an. Leurs implantations prioritaires se situent en eaux profondes de façon à limiter les conflits d'usage.

Enfin, des fermes offshore hybrides permettent de mutualiser les investissements pour le raccordement électrique et pour les opérations de maintenance (ex : houlomoteur / éolien ou houlomoteur / hydrolien).

Type de gisement (GW)	**2010**	**2030**	**2050**
Hydrolien	**-**	1	3
Houlomoteur	**-**	0,2	10
Total Energies marines			13

NB : - l'éolien flottant est comptabilisé avec l'éolien

L'énergie thermique des mers n'est pas comptabilisée en raison de son implantation outremer.

3.2.8 Chaleur renouvelable et de récupération

Type de gisement	**2010**	**2030**	**2050**
Déchets	0,5	0,8	0,7
Chaleur fatale	-	0,4	0,5

3.3. Bilan de la production d'énergie

3.3.1. Le réseau électrique

Trois mix électriques sont proposés pour 2050.

Source	ADEME 2050 – Production nationale					
	Nuc. Haut		Median		Nuc. bas	
	Part (%)	Mtep	Part (%)	Mtep	Part (%)	Mtep
Eolien	22,2%	9,1	30,0%	12,3	34,0%	13,9
Hydroélectricité	10,5%	4,3	14,0%	5,7	14,2%	5,8
PV	8,8%	3,6	14,7%	6,0	14,8%	6,1
Nucléaire	48,0%	19,6	25,0%	10,2	18,0%	7,4
Méthanisation	1,8%	0,7	1,8%	0,7	1,8%	0,7
UIOM	0,8%	0,3	0,8%	0,3	0,8%	0,3
Bois énergie	0,8%	0,3	0,8%	0,3	0,8%	0,3
Géothermie	0,3%	0,1	0,3%	0,1	0,5%	0,2
Energies marines	1,1%	0,5	7,0%	2,9	9,5%	3,9
Chaleur fatale	0,3%	0,1	0,3%	0,1	0,3%	0,1
Réseau de gaz	5,3%	2,2	5,3%	2,2	5,3%	2,2
Total	**100%**	**40,9 Mtep**	**100%**	**40,9 Mtep**	**100%**	**40,9 Mtep**

Cette production de 40,9Mtep se répartirait de la manière suivante :

Production nationale	40,9 Mtep
Pertes (réseau et surplus)	-3,9 Mtep
Echanges et consommation intermédiaire (dont production d'énergie)	-4,2 Mtep
Production disponible pour la consommation finale	32,8 Mtep

Toutefois, une caractéristique importante de tout réseau électrique fortement alimenté par des EnR variables sera la forte sur-capacité installée. Les deux conséquences majeures sont les forts surplus de production à certains moments (posant la problématique de leur valorisation), et les moments de contraintes inverses (pas assez de production).

Dans ce contexte, les éléments qualitatifs suivants peuvent être mentionnés :

- **Contribution de l'hydrogène à une production d'électricité décentralisée performante**

Dans un contexte de production d'électricité décentralisée (dans les bâtiments résidentiels et tertiaires, dans l'industrie), les piles à combustible (gaz naturel, biogaz) joueront probablement un rôle important. Les rendements électriques (50 à 60%) et la température de fonctionnement élevés – facilitant sa valorisation – en font une technologie bien adaptée aux futurs usages.

De manière quantitative, la place des piles à combustible stationnaires dépendra du contexte d'évolution des bâtiments ainsi que de l'avenir du vecteur gaz naturel. Si à l'horizon 2030, le parc des appareils installés comprendra peu de piles, on peut néanmoins envisager une introduction significative des appareils sur le marché à cette échéance, de l'ordre de quelques dizaines de milliers d'unités installées par an (en 2012, on compte 10 000 unités installées au Japon et 1 000 unités en Allemagne).

- **Contribution de l'effacement et du pilotage de la demande**

L'effacement diffus se généralise mais les capacités d'effacement sont moindres, notamment en raison des progrès faits sur les besoins de chauffage. Toutefois, les solutions de pilotage de la demande se sont généralisées et permettent de lisser la courbe de charge.

- **Développement du stockage et des interconnexions**

Une hypothèse assez conservatrice serait de retenir une capacité d'interconnexion de 25 GW, soit la même croissance qu'entre 2016 et 2020. La prise en compte des technologies supergrids permettrait probablement de donner des chiffres plus ambitieux. L'ENTSOE, propose par exemple, dans un scénario 80% EnR en 2050, plus de 100 GW d'interconnexion pour la France, dont 47 GW avec l'Espagne.

3.3.2. Le réseau de chaleur

Les réseaux de chaleur restent en 2050 le seul moyen efficace de pouvoir distribuer la chaleur renouvelable issue de source relativement centralisée : bois énergie et géothermie alimentent à plus de 80 % les réseaux de chaleur en 2050, pour une énergie totale livrée équivalente à celle de 2030.

En 2050, les réseaux de chaleur s'intègrent en synergie avec les autres réseaux énergétiques. On peut notamment utiliser l'inertie et les capacités de stockage intrinsèques aux réseaux de chaleur au service de l'équilibre offre-demande du réseau électrique. En cas de surplus d'électricité sur le réseau, des pompes à chaleur pourraient surchauffer le réseau de chauffage, ce qui éviterait de recourir par la suite à d'autres moyens de chauffage.

Mtep	Energie injectée	Rendement, pertes et soutirages	Energie finale
Biogaz	0,4	-2,5	5,4
UIOM	0,7		
Chaleur fatale	0,5		
Bois énergie	3,8		
Géothermie	2,3		
Solaire thermique	0,2		
Réseau de gaz	0		
Total	**7,9**		

3.3.3. Le réseau de gaz

Le mix énergétique de 2050 reposera sur une part importante d'énergies renouvelables, notamment via la méthanisation.

Dans ce contexte, le vecteur hydrogène pourra jouer un rôle pour optimiser l'intégration des EnR dans le mix. De manière qualitative, il est donc essentiel de conserver l'option « vecteur hydrogène » dans une vision 2050, comme un des moyens de stockage / transport / valorisation de sources intermittentes.

De manière quantitative, le potentiel d'injection d'hydrogène ex-EnR électriques dans le réseau de gaz naturel peut être retenu : celui-ci s'élève à 20% en volume du contenu du réseau (7% en énergie). En pratique, il serait nécessaire de considérer cette limite de 7% aux différents points d'injection sur le réseau de gaz et en temps réel. La présence du secteur des transports sur le vecteur gaz permet d'avoir à tout moment, et notamment en été, une quantité de gaz suffisante sur le réseau de gaz pour intégrer de l'hydrogène fatal produit par les sources EnR électriques.

A l'horizon 2050, la génération de gaz de synthèse, via le process de méthanation peut également constituer une réponse aux problématiques de stockage long terme d'électricité (notamment pour couvrir les longues périodes d'hiver durant lequel le productible en EnR variable pourrait être insuffisant). Rappelons à cet égard que même si les rendements du process de méthanation est assez faible (notamment le rendement Power to Power), celui-ci importe peu dans le cas où il s'agit de valoriser une électricité fatale, qui serait perdue autrement. En outre, le réseau de gaz constitue à lui seul un moyen de stockage de très forte capacité de 150 TWh.

Mtep	Energie injectée	Rendements, pertes et soutirages	Energie finale
Biogaz	6,8	**-7,6**	**19,4**
BtG	6,3		
Hydrogène	2,0		
Gaz naturel	11,9		
Total	**27**		

4. Bilan énergétique total

A l'horizon 2050, le mix énergétique proposé permet de limiter la part des énergies fossiles à environ 25%.

Si les technologies à fort risques environnementaux, à incertitude technique élevée ou sans acceptabilité sociale ne sont pas considérés comme centrales en 2050, ce n'est pas que ces technologies sont durablement à bannir, mais il s'agit de savoir ce que l'on peut envisager de faire « sans elles ».

Selon les choix de société (recherche, préservation ressources, environnement, risques…) qui seront faits, ce seront autant de leviers supplémentaires qui pourront être mobilisés. Leur intégration massive pourrait bouleverser certaines logiques et cohérences du scénario 2050 proposé mais il s'agit d'abord de les voir comme des leviers complémentaires.

4.1 Bilan primaire

Source énergétiques primaires (Mtep)		
hors usages non énergétiques		
EnR	Combustible solide biosourcé	17,1
	Eolien	9,1 - 13,9
	Biogaz	8,8
	Géothermie	5,1 - 6
	Hydroélectricité	4,3 - 5,8
	PV	3,6 – 6,1
	Matières biocarburants hors bois	6,8
	Calories air	2,4
	Solaire thermique	1,8
	Déchets	1,4
	Energie marines	0,5 - 3,9
Non renouvelable	Nucléaire	21,6 – 57,6
	Gaz naturel	11,9
	Pétrole	5,9
	Charbon	4,0
	Déchets	1,4
Total (Mtep primaires)		**117 - 140**

4.2 Bilan primaire par vecteur

Réseau électrique	Eolien	9,1 - 13,9	**56 - 80**
	Hydroélectricité	4,3 - 5,8	
	PV	3,6 - 6,1	
	Nucléaire	21,6 - 57,6	
	Méthanisation	1,3	
	UIOM	1,2	
	Bois énergie	1,3	
	Géothermie	1,0 – 2,0	
	Energies marines	0,5 – 3,9	
	*Chaleur fatale**	0,5	
	*Réseau de gaz**	2,2	
Réseau de gaz	Biogaz	6,8	**25,0**
	BtG	6,4	
	*Hydrogène**	2,0	
	Gaz naturel	11,9	
Réseau de chaleur	Méthanisation	0,4	**7,4**
	UIOM	0,7	
	*Chaleur fatale**	0,5	
	Bois énergie	3,8	
	Géothermie	2,3	
	Solaire thermique	0,2	
	*Réseau de gaz**	0	
Usages directs	Biogaz	0,3	**28,2**
	Bois énergie	4,6	
	Solaire thermique	1,6	
	Calories PAC Géothermiques	1,8	
	Calories PAC Aérothermiques	2,4	
	Biocarburants liquides	6,8	
	Ess/Dies/Jet	0	
	Autres PP	5,9	
	Déchets	0,8	
	Charbon	4,0	

*non primaires, donc non comptabilisés dans les sommes à droite.

4.3 Consommation finale par vecteur et par secteur

		Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Agriculture	**Bilan par énergie**
Réseau électrique		7,5	9,1	10,3	5,0	0,9	*32,8*
Réseau de gaz		5,9	3,9	1,02	7,3	1,2	*19,4*
Réseau de chaleur		0,2	3,2	2,0	0,0	0,0	*5,4*
Usages directs	Biogaz direct	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	*0,3*
	Bois énergie	2,0	2,1	0,6	0,0	0,0	*4,7*
	Solaire thermique	0,5	0,5	0,6	0,0	0,0	*1,6*
	Calories PAC Géothermiques	0,0	0,8	1,1	0,0	0,0	*1,8*
	Calories PAC Aérothermiques	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	*2,4*
	Biocarburants	0,0	0,0	0,0	2,7	0,3	*3,0*
	Ess/Dies/Jet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*0,0*
	Autres PP	5,5	0,0	0,0	0,0	0,6	*6,1*
	Déchets	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	*0,8*
	Charbon	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*4,0*
Bilan par secteur		*26,7*	*21,9*	*15,6*	*15,0*	*3,0*	**82**

5. Emissions de gaz à effet de serre

5.1 La valorisation du CO2

Les technologies développées pour réduire les émissions de CO2 visent en premier lieu les gisements concentrés en CO2, comme la production d'énergie (centrales thermiques), le raffinage, la sidérurgie ou les cimenteries. Les mesures prises concernent par exemple la maîtrise de la consommation énergétique, l'amélioration de l'efficacité énergétique, ou plus récemment, le captage et stockage du CO2 (CSC) dans le sous-sol. En complément du CSC, il est également envisagé de valoriser le CO2 comme matière première. Dans ce contexte, le CO2 n'apparaît plus comme une contrainte mais comme une opportunité économique.

Le CO2 est déjà utilisé, soit comme réactif dans l'industrie chimique, soit en tant que tel sans transformation dans des applications industrielles (fluides réfrigérants, solvants, gazéifiants des boissons, …), ou encore dans la Récupération Assistée des Hydrocarbures (RAH).

Ce CO2 « industriel » est essentiellement produit par l'industrie chimique, comme coproduit de réactions émettrices de CO2 concentré (production d'ammoniac par exemple) ou est issu de stockages naturels de CO2.

Il s'agit donc de rechercher de nouvelles applications à une matière première largement disponible et de la transformer/convertir en un produit à plus forte valeur ajoutée (produits chimiques, carburants,...).

5.1.1 Les voies déjà industrialisées

Plusieurs voies sont bien connues et déjà déployées à l'échelle industrielle. C'est le cas de la Récupération Assistée des Hydrocarbures (RAH) qui est largement utilisée avec du CO2 provenant de stockages naturels et un projet utilise du CO2 capté de fumées industrielles à l'heure actuelle (Projet Weyburn).

La majorité des utilisations industrielles du CO2 dans l'industrie agro-alimentaire (boissons gazeuses, surgélation,…), dans le traitement des eaux ou dans l'industrie chimique utilise du CO2 valorisé issu d'émissions industrielles. Le potentiel de croissance de ces applications est limité et elles devraient continuer de représenter à terme des volumes de CO2 faibles (une dizaine de millions de tonnes par an dans le monde). Cependant certaines applications se développent comme l'utilisation plus large du CO2 supercritique ou réfrigérants, avec le développement des hydrates de carbone. Ces derniers pourraient bénéficier d'un contexte réglementaire favorable (substitution des réfrigérants à fort pouvoir de réchauffement global).

Certaines synthèses organiques sont déjà industrialisées depuis plusieurs années comme l'urée ou l'acide salicylique, mais présentent peu de potentiel de croissance. L'intérêt actuel se porte principalement sur le développement des polycarbonates dont la production à partir de CO2 et d'époxyde est déjà développée industriellement depuis 4-5 ans. Des efforts de recherche sont néanmoins encore à fournir pour améliorer les voies de synthèses de manière générale (polycarbonates linéaires par exemple), ainsi que pour identifier de nouvelles réactions.

5.1.2 Les voies court terme (première installation industrielle envisageable d'ici 5 ans)

L'hydrogénation du CO2 et la culture de microalgues en bassins ouverts pour la production de biocarburants disposent toutes deux de quelques unités pilotes dans le monde. Ces

unités prouvent la faisabilité technique de telles installations. Le principal verrou est aujourd'hui économique. Concernant l'hydrogénation du CO2 permettant d'obtenir du méthane (ainsi que du méthanol), une unité pilote de production de méthane au Japon annonce des coûts de production trois fois supérieurs au méthane classique. Pour la culture de microalgues en bassins ouverts, seul un projet pilote (Israël) revendique être rentable pour la production de biocarburants avec du CO2 capté de fumées industrielles. Néanmoins, les experts des microalgues jugent cette rentabilité accessible et justifiable à grande échelle.

L'hydrogénation du CO2 et la culture de microalgues en bassins ouverts pourraient atteindre un stade industriel d'ici 5 ans.

5.1.3 Les voies moyen terme (première installation industrielle envisageable d'ici 5 à 10 ans)

Certaines voies ont acquis de solides connaissances scientifiques depuis plusieurs années mais leur déploiement nécessite de lever des verrous clairement identifiés (productivité, dépense énergétique,…). C'est le cas de la culture de microalgues en photobioréacteurs, pour produire des biocarburants, qui a acquis de l'expérience grâce aux cultures destinées à l'industrie pharmaceutique ou aux compléments alimentaires. Cependant, de nombreux défis sont encore à relever pour réaliser des cultures fermées à grande échelle pour produire des biocarburants. Ensuite, le reformage sec du méthane est également bien renseigné, mais les enjeux technologiques liés aux catalyseurs et à la consommation énergétique sont encore forts.

Etant donné la nature des verrous, ces technologies pourraient être industriellement prêtes à horizon de 5-10 ans.

5.1.4 Les voies long terme (première installation industrielle non envisageable avant au moins 10 ans, voire plus de 20 ans)

Les voies suivantes ont des potentiels d'émergence au niveau industriel supérieurs à 10 ans, pour différentes raisons :

La minéralisation dispose de bonnes connaissances scientifiques, mais son développement est ralenti par des verrous majeurs, difficiles à lever (consommation énergétique, faibles débouchés,…). L'échéance de déploiement industriel de cette technologie est considérée à long terme car peu de sources d'innovation seraient susceptibles de lever ces verrous à court ou moyen terme.

La technologie utilisée par la voie thermochimique (four solaire) a en premier lieu, été dédiée à la production d'hydrogène à partir d'eau et il existe déjà des unités de démonstration pour cette réaction. En revanche, les travaux sur la thermolyse conjointe de l'eau et du CO2 sont peu nombreux et relativement récents. Ils nécessitent encore des efforts de recherche importants.

Enfin, il existe un ensemble de voies où de nombreuses recherches sont encore à mettre en œuvre, pour bien comprendre les mécanismes des réactions. Il s'agit de l'ensemble des technologies liées au fait de casser les liaisons de la molécule de CO2 par électrolyse, photoélectrocatalyse, ou biocatalyse. Ces dernières technologies s'inspirent des réactions photosynthétiques naturelles et doivent répondre à un certain nombre de défis liés à leur productivité, à leur robustesse et à leur coût.

5.1.5 Verrous et potentiel de développement

D'un point de vue technologique, l'apport d'énergie nécessaire pour casser la molécule de CO2 peut être apportée sous forme d'électricité, de chaleur ou de rayonnement lumineux. Pour donner un sens environnemental à la valorisation du CO2, cette production d'énergie doit être décarbonée. La production d'énergie décarbonée est un verrou technologique et économique, mais la limitation de sa capacité de production en est un autre. Il s'agit par exemple du principal défi de la voie hydrogénation, qui requiert des quantités massives d'hydrogène produit de manière décarbonée ou à partir de l'électrolyse. Ainsi, une étude doit être réalisée pour s'assurer que les installations françaises actuelles (et en prévision) permettront de satisfaire les besoins additionnels en énergie liés à la valorisation du CO2 capté sur le territoire français. L'utilisation de CO2 « non pur » représente un défi pour la recherche car la présence d'impuretés (composés soufrés, poussières, oxygène, métaux lourds) gêne le fonctionnement des catalyseurs et impacte la qualité des produits formés.

D'un point de vue environnemental, très peu de bilans environnementaux globaux sont disponibles pour l'ensemble des voies. Quelques Analyses de Cycles de Vie (ACV) ont été réalisées pour les voies les plus matures (RAH, microalgues) mais aucun consensus n'a été établi. La validation des bilans environnementaux est un verrou majeur pour l'ensemble des voies. En effet, le bilan environnemental des voies fait débat car il n'existe pas de méthode standardisée pour comparer une voie avec une autre. Pour lever ce verrou, il serait nécessaire de lancer une réflexion sur les Analyses de Cycle de Vie liées au CO2. Il serait important d'évaluer de manière plus précise les bilans Carbone et les bilans environnementaux des différentes voies de valorisation du CO2 par rapport aux voies classiques de synthèse et par rapport au CSC.

Enfin, les coûts pour lever les verrous technologiques impactent fortement la compétitivité des voies utilisant le CO2 comme matière première vis-à-vis des voies classiques de synthèse (issues de la pétrochimie pour les produits à valeur énergétique et pour certains produits chimiques), compétitivité qui dépendra aussi du prix du baril de pétrole.

Si la France dispose d'atouts majeurs, aussi bien en termes de compétences humaines et techniques (acteurs industriels et académiques de haut niveau), de ressources territoriales (ressources naturelles et énergie décarbonée), ou de positionnement des acteurs économiques, le potentiel de valorisation du CO2 à l'horizon de 2050 n'est pas chiffré.

5.2 Bilan des émissions de GES

		1990				2050			
		CO2	CH4	N20	Total GES	CO2	CH4	N20	Total GES
Industrie									
	Combustion	79,9			79,9	35,5			35,5
	Process	25,2		23,6	48,8	17,1		1,8	18,8
Résidentiel principal					0,0				
	Combustion	67,2			67,2	4,7			4,7
	Autres		4,3	0,9	5,2		0,1	0,0	0,1
Tertiaire					0,0				
	Combustion	28,7			28,7	0,7			0,7
	Autres				0,0				0,0
Transports					0,0				
	Combustion	113,3			113,3	8,4			8,4
	Autres				0,0			0,0	0,0
Agriculture					0,0				
	Combustion	8,7			8,7	3,9			3,9
	Autres		51,6	36,6	88,2		22,0	24,9	46,9
Production d'énergie		62,1	6,8		68,8	3,1	0,0		3,1
Déchets		1,7	11,3	1,4	14,4	0,7	6,3	0,6	7,6
Solvants		1,8			1,8	0,5			0,5
Total		**388,7**	**73,9**	**62,6**	**525,1**	**74,7**	**28,4**	**27,3**	**130,3**

Le scénario de l'ADEME permet ainsi une division par quatre des émissions de GES entre 1990 et 2050.

Partie D.
Evolution de la qualité de l’air

Les liens entre les émissions de polluants par les activités anthropiques et la qualité de l'air ne sont pas linéaires. A cela plusieurs raisons :

Des polluants primaires et secondaires

Les polluants peuvent être primaires, c'est à dire directement émis dans l'atmosphère, ou secondaires, c'est-à-dire formés dans l'atmosphère à partir de précurseurs. Les métaux sont un cas exemplaire de polluants primaires, avec des concentrations plus fortes en proximité des sources. L'ozone est au contraire un polluant secondaire, c'est-à-dire qu'il se forme dans l'atmosphère à partir de précurseurs gazeux, les oxydes d'azote (NOx) et les composés organiques volatils (COV). Les particules sont composées à la fois d'une fraction primaire et d'une fraction secondaire.

Des polluants réactifs

La plupart des polluants présents dans l'atmosphère ne sont pas inertes sur le plan physico-chimique. Les processus de formation/transformation du NO2, de l'ozone, des COV ou des particules sont très dépendants de nombreux facteurs comme par exemple l'ensoleillement (favorisant les réactions photochimiques et notamment la formation d'ozone) ou la température (les plus basses températures favorisant la condensation d'espèces semi-volatiles sous forme de particules).

Des polluants à courte durée de vie

La durée de vie du CO2, de l'ordre de la centaine d'année, implique que sa concentration dans l'atmosphère est relativement homogène à l'échelle du globe. Ce n'est pas le cas de la plupart des polluants : leur courte durée de vie (généralement de l'ordre de quelques heures à quelques jours) implique que leurs concentrations dans l'air sont très variables dans le temps et l'espace.

In fine, les concentrations de polluants sont dépendantes des conditions météorologiques (dispersion et transport), des émissions primaires ou de précurseurs, et de leurs interactions physico-chimiques avec les autres espèces présentes dans l'atmosphère. **Ainsi, l'estimation des concentrations de polluants à partir d'un inventaire d'émissions de polluants et précurseurs nécessite l'utilisation de modèles de qualité de l'air tenant compte de tous ces paramètres.**

En conséquence, les concentrations les plus fortes en espèces primaires ou se formant rapidement peuvent être rencontrées en proximité des sources. C'est le cas des particules et du NO2 en proximité du trafic routier. A contrario, les concentrations d'ozone sont plus faible en proximité immédiate du trafic routier, bien qu'elles soient fortement dépendantes des émissions de précurseurs de cette source.

Les impacts de la pollution atmosphérique sur la santé publique sont fortement dépendants de l'exposition des populations. Tenant compte du caractère hétérogène des concentrations de polluants dans l'air, **les impacts du scénario énergétique sur la qualité de l'air nécessitent d'être estimés sur les zones où se concentrent les populations c'est-à-dire dans les territoires urbaines concentrent environ 70% de la population). D'autre part, des impacts de la pollution atmosphérique sur l'environnement sont fortement constatés dans les écosystèmes sensibles aux dépôts, notamment azotés. Enfin, l'exposition aux polluants atmosphériques peut conduire à une altération ou des salissures à la surface des bâtiments à la fois anciens et récents**

Les polluants visés dans ce cadre et leurs émissions

Les Particules PM10 et PM2,5 (particules de taille inférieure à 10 et 2,5 µm) : La stratégie thématique sur l'air de la Commission européenne (Communication COM(2005) 446 du 21.09.2005) indique que les niveaux ambiants de PM2,5 sont responsables d'une baisse de l'espérance de vie de près d'une année en moyenne sur le territoire de l'Union européenne. Plus récemment, cet effet sur l'espérance de vie a été confirmé par l'étude Aphekom. Ce constat a servi de base au renforcement de la législation européenne sur la qualité de l'air ambiant en matière de PM2,5 (directive 2008/50/CE). Par ailleurs, l'avis de l'Anses sur les particules fines du 23/03/2009 conclut qu'on ne peut trouver de seuil de pollution au-dessous duquel il n'y aurait pas d'impact sanitaire et qu'en France les expositions fréquentes à des niveaux modérés de pollution ont plus d'impact sanitaire que les pics. L'Anses recommande donc de donner la priorité à la réduction à la source. L'impact économique des salissures dues aux dépôts particulaires sur les bâtiments est également important pour les propriétaires (Etat, collectivités, entreprises, particuliers).

A ce titre, les objectifs Grenelle du PNSE2 concernant les PM2.5 sont de tendre vers des concentrations dans l'air de 15 µg/m3 (valeur cible), cette valeur devenant obligatoire en 2015. Pour atteindre cet objectif, le Plan Particules de juillet 2010 vise un objectif de réduction de 30% des émissions de particules primaires PM2,5 d'ici 2015, soit une réduction de 100 ktonnes. Les objectifs du Plan Particules inséré dans le PNSE2 sont particulièrement ambitieux et vont au-delà de la réglementation européenne en termes de concentrations à atteindre et de délais.

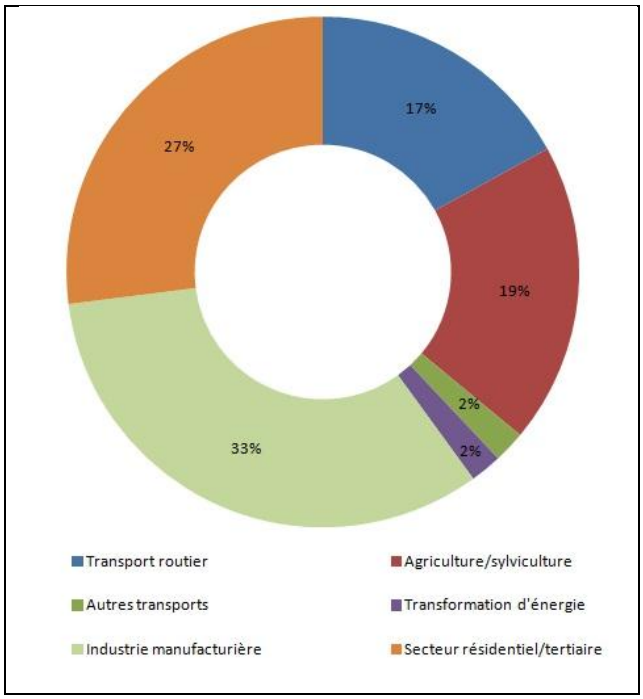


Figure XX : Sources d'émissions de particules primaires PM10 dans l'air en France métropolitaine (source : CITEPA, données 2010)

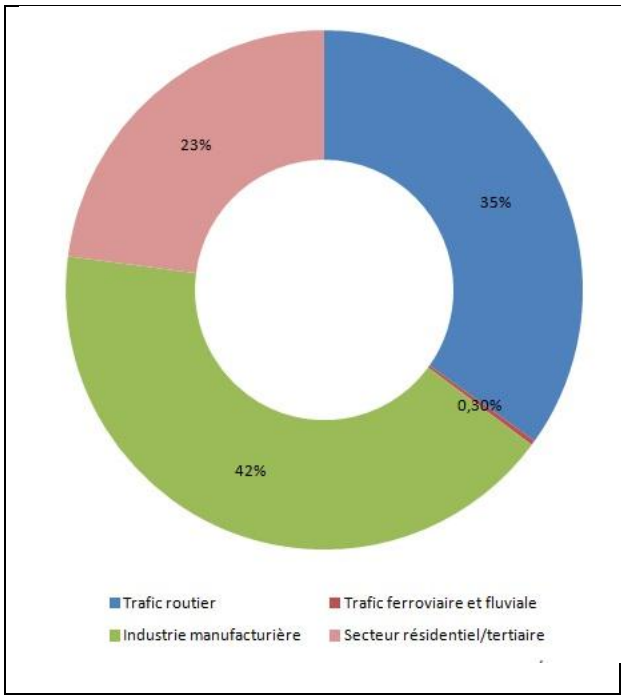
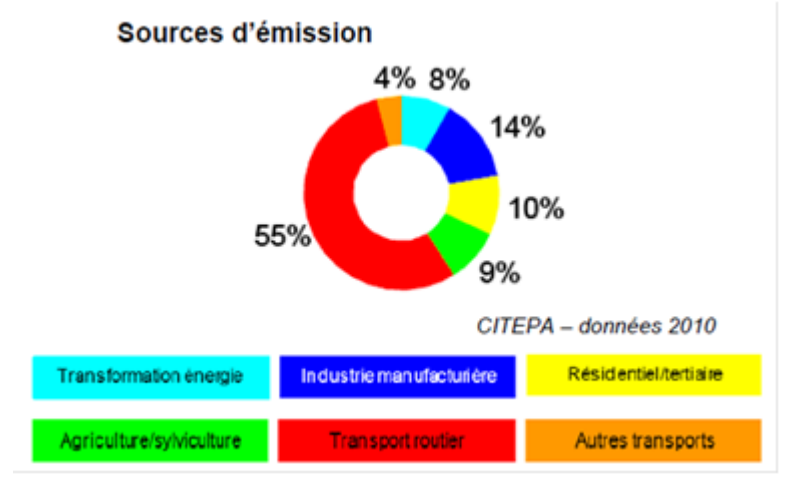


Figure XX. Sources d'émissions de particules primaires PM10 dans l'air dans la ville Paris (source : AirParif, mars 2012)

Selon l'inventaire du CITEPA (données 2010), les quatre secteurs qui contribuent le plus aux émissions primaires de PM2,5 à l'échelle nationale sont : le résidentiel tertiaire (34%), l'industrie manufacturière (29% dont une part importante provenant du BTP), l'agriculture/sylviculture (21%) et les transports (12%). A l'échelle urbaine, l'impact des sources primaires liées au trafic routier et au secteur domestique peut être très marqué et constitue une priorité. Toutefois, il est important de noter que les concentrations de particules observées dans l'atmosphère sont également dues à la contribution des particules secondaires, principalement des sels d'ammonium, formés à partir des émissions de NOx, SOx et NH3, et des aérosols organiques secondaires (AOS) formés notamment à partir des émissions de COV.

Oxydes d'azote (NOx) : Les oxydes d'azote comprennent le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO2). Ils sont à l'origine des concentrations de NO2, polluant nocif pour la santé humaine, et contribuent aux phénomènes de dépôts acides et d'eutrophisation pour les sols, les eaux et les écosystèmes (terrestres et aquatiques). Les NOx contribuent également à la formation de particules secondaires (Nitrates d'ammonium principalement) et participent à la formation de l'ozone troposphérique sous l'effet du rayonnement solaire.

Selon l'inventaire du CITEPA (données 2010), les sources principales des NOx à l'échelle nationale sont les transports (55%) puis l'agriculture (14%), l'industrie manufacturière (12%), la transformation d'énergie (8%) et le résidentiel/tertiaire (8%). La France rencontre actuellement des difficultés pour respecter ses engagements européens en matière de NOx. D'une part, en 2010, les émissions sur l'ensemble du territoire sont supérieures au plafond fixé par la directive NEC. D'autre part, les concentrations moyennes annuelles de NO2 dans l'air ambiant sont également supérieures à la valeur limite européenne dans de nombreuses agglomérations françaises, en particulier en proximité du trafic automobile. Enfin, la révision du Protocole de Göteborg en mai 2012 a conduit à la définition d'un nouveau plafond d'émission national pour 2020.



Répartition sectorielle des émissions de NOx en 2010 – source CITEPA

Ammoniac (NH3) : Outre son effet à la fois fertilisant et eutrophisant pour les écosystèmes sous la forme de dépôts en ammonium et sa contribution à la pollution olfactive, l'ammoniac est un des précurseurs majeurs de particules secondaires (sous la forme de sels d'ammonium). L'ammoniac est essentiellement émis par le secteur agricole. Les dépôts azotés (sous forme ammonium) sont très variables spatialement. Si l'ammonium est d'origine locale (en proximité d'élevages bovins, de zones d'épandage des lisiers, par exemple) il se dépose pendant les périodes sèches avec les dépôts des aérosols d'ammoniac. Si l'ammonium est d'origine plus longue distance il se dépose dans l'environnement avec la pluie enrichie en lessivant l'atmosphère. En France, les valeurs les plus élevées pour les

milieux forestiers sont constatés en général dans le grand Ouest (sous le panache des régions d'élevage intensif venant de Bretagne et de Normandie) et le Nord-Ouest (les Ardennes qui reçoivent les masses d'air chargées par des émissions ammoniacales en provenance de la Belgique et des Pays-bas, des pays d'élevage intensif).

Dioxyde de soufre (SO2) : Le SO2 contribue aux phénomènes de dépôts acides ainsi qu'à la formation de particules secondaires.

Les oxydes de soufre sont principalement émis lors de la combustion d'énergies fossiles contenant du soufre. Ces émissions ont baissé de 85% entre 1960 et 2010 grâce à la mise en place de réglementations. La production d'énergie contribue à 51 % des émissions en 2010, l'industrie manufacturière à 33 %, et le secteur tertiaire résidentiel à 11%. La France n'a pas rencontré de difficultés pour respecter le plafond national fixé par la directive NEC en 2010. Toutefois, la révision du Protocole de Göteborg en mai 2012 a conduit à la définition d'un nouveau plafond d'émission national pour 2020.

Composés Organiques volatils (COV) : Ils contribuent à la formation de particules secondaires (Aérosols Organiques Secondaires, AOS) et participent à la formation de l'ozone troposphérique dont ils sont l'un des précurseurs sous l'effet du rayonnement solaire. Certains COV, comme les BTEX (Benzène, Toluène, Éthylbenzène et Xylènes), le formaldéhyde et les solvants chlorés ont des effets néfastes sur la santé humaine. Le Centre International de Recherche sur le cancer (CIRC) classe le benzène et le formaldéhyde dans le groupe 1 (cancérogène certain chez l'homme), et le tétrachloroéthylène dans le groupe 2A (cancérogène probable chez l'homme).

Les émissions de COV de la France métropolitaine atteignent en 2010 le niveau de 852 kt. Le résidentiel/tertiaire est le premier secteur avec 39% des émissions totales. L'utilisation de solvants à usage domestique ou dans le bâtiment (peintures, colles, etc.) est la principale source de ces émissions, la combustion du bois dans les petits équipements domestiques contribue également significativement. L'industrie manufacturière occupe la seconde position avec 35% des émissions en 2010, essentiellement du fait de l'utilisation de peinture. Les autres secteurs sont les transports (5%) puis la transformation de l'énergie (5%) et enfin l'agriculture/sylviculture (3%). D'autre part, les sources naturelles d'émissions de COV (végétation, forêt) sont à ce jour mal quantifiées et peu représentées dans les inventaires d'émissions. La végétation et la forêt peuvent émettre des COV Biogéniques (COVb), principalement de l'isoprène et des terpènes, ce qui influence donc la qualité de l'air mais aussi le climat car en se dégradant dans l'atmosphère les COVb interfèrent dans la dynamique et la formation de certains polluants (notamment, ozone, azote, méthane et particules) ce qui peut ainsi modifier la capacité oxydante et le bilan radiatif de l'atmosphère.

La France a atteint l'objectif de 1050kt en 2010 fixé dans le cadre de directive NEC (National Emission Ceiling) : de nouveaux plafonds seront fixés pour 2020-2025, sur la base des valeurs retenues lors de la révision du protocole de Göteborg adoptée le 4 mai 2012. Ainsi, pour les COV, une diminution de 43% devra être obtenue par rapport aux émissions de 2005 (1232 kt), soit un plafond de 702 kt. Les futurs plafonds de la directive NEC seront au moins aussi ambitieux que ceux du Protocole de Göteborg révisé.

L'ozone : L'ozone peut avoir des effets néfastes sur la santé (irritation des yeux, inflammation des muqueuses, déclenchement de crises d'asthme et de la toux) et sur la végétation (nécroses foliaires, pertes de rendement des cultures, par exemple...). Au-delà des dépassements ponctuels des seuils, les niveaux de fond d'ozone sont en augmentation régulière en lien direct avec les activités anthropiques. C'est cette pollution de fond qui est la

plus dommageable pour les écosystèmes. D'après la littérature, la pollution de fond en France pour l'ozone était estimée à 10 ppb en 1850 et indiquée à la fin du 20ème siècle autour de 40 ppb (équivalent à 80 µg/m^3). Ceci a également pour conséquence de modifier les capacités oxydantes de l'atmosphère, l'ozone étant oxydant très puissant. D'autre part L'ozone constitue également un puissant gaz à effet de serre. Enfin, u**ne vigilance particulière doit être apportée à ce polluant, dans la mesure où le réchauffement climatique pourrait engendrer des canicules estivales fortement favorables à la formation de l'ozone**.

1. Méthodologies d'estimation des impacts du scénario énergétique 2030 ADEME sur les émissions polluantes et la qualité de l'air

L'estimation des impacts sur la qualité de l'air du scénario énergétique de l'ADEME passe nécessairement par une première étape d'estimation de l'évolution des émissions de polluants (pour les activités liées et non liées au secteur énergétique), puis de modélisation des impacts sur la qualité de l'air de ces émissions.

Selon les secteurs d'émission, les ruptures technologiques à l'horizon 2050 vont engendrer des évolutions de facteurs d'émission de polluants, et donc des émissions des polluants, difficiles à estimer à ce jour. Le périmètre de cette approche est donc volontairement limité à l'horizon 2030, sauf pour les émissions du transport routier, pour lequel des projections à 2050 ont été réalisées.

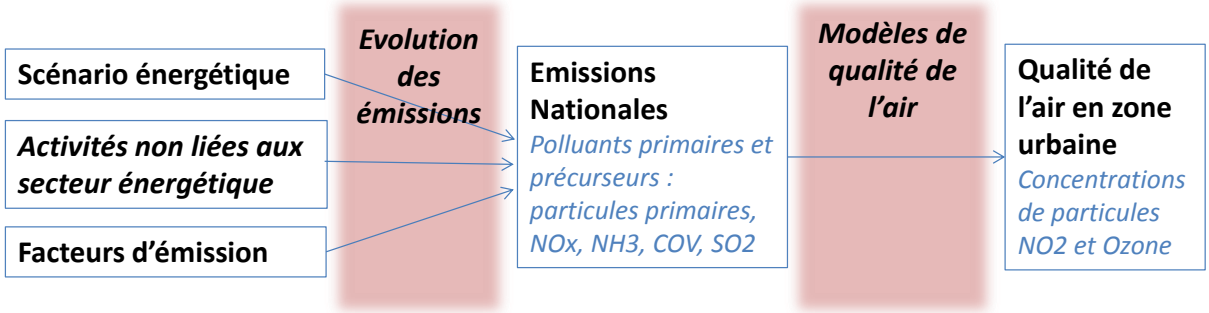


Schéma de la méthodologie d'estimation des impacts sur la qualité de l'air du scénario énergétique de l'ADEME

Les délais de mise en place et de réalisation ces estimations n'ont pas permis de réaliser l'ensemble des travaux à ce jour. Les travaux suivants ont été réalisés :

● L'estimation[65] des émissions nationales de polluants atmosphériques dans les différents secteurs de production et consommation d'énergies. Les résultats sont détaillés dans le paragraphe 1.1.

● L'impact sur la qualité de l'air urbaine à l'horizon 2030 des projections d'émissions des principaux polluants du trafic routier en sortie de pots d'échappements (NOx, PM2.5, COVNM, hydrocarbures HC), avec l'application de deux modèles de qualité de l'air (étude « Air 2030 »). Ces travaux sont détaillés dans le paragraphe 1.2.

[65] Cette estimation, pour l'ensemble des secteurs hors échappement des transports routiers, a été réalisée par le CITEPA, dans le cadre d'une étude réalisée pour le compte de l'ADEME.

1.1. Impacts du scénario ADEME sur les émissions de polluants en 2030

Les projections ont été réalisées à l'horizon 2030 pour les émissions nationales de NOx, particules (TSP, PM10 et PM2,5), COVNM et SO2 dans les secteurs suivants liées à la consommation d'énergie suivants :

- Production d'électricité ;
- Raffinage ;
- Chauffage urbain ;
- Transport routier ;
- Industrie manufacturière ;
- Résidentiel ;
- Tertiaire ;
- Agriculture.

Des hypothèses de facteurs d'émission, taux de pénétration des nouvelles technologies et évolution des parcs technologiques à l'horizon 2030 ont été élaborées sur la base des évolutions règlementaires et/ou performances techniques connues ou atteignables en l'état actuel des connaissances.

Notes importantes :

1- L'évolution des émissions liées au secteur énergétique ne représente pas l'ensemble des émissions de polluants en France. En particulier, cette estimation ne comprend pas les émissions liées à des activités anthropiques non liées au secteur énergétique (par exemple les émissions liées aux procédés industriels, les émissions fugitives hors raffinage, les émissions liées au transport maritime/fluvial et aérien, la manutention de matières premières, les émissions issues de l'élevage…), ainsi que l'évolution des émissions naturelles.

2- Ces estimations concernent les polluants primaires. Les niveaux de polluants de l'air sont également influencés par la formation de polluants secondaires directement dans l'atmosphère à partir de polluants primaires, la répartition et la proximité des sources sur le territoire, ou encore les conditions météorologiques. Il est nécessaire de considérer ces estimations comme des indications de tendance, sans préjuger d'un résultat effectif sur la qualité de l'air.

Résultats pour l'ensemble des polluants et des secteurs énergétiques

Polluants	Emissions en 2010 (t)	Emissions en 2030 (t)	Evolution des émissions (%)	Evolution des émissions par secteur énergétique (%)	
NOx	779 393	263 649	-66,2%	Chauffage urbain - Résidentiel - Tertiaire	-28,8%
				Agriculture	-96,8%
				Production d'électricité - Raffineries - Industries	-47,3%
				Trafic routier (+ abrasions) et EMNR	-82,3%
PM2.5	144 665	50 658	-65%	Chauffage urbain - Résidentiel - Tertiaire	-64,1%
				Agriculture	-97,7%
				Production d'électricité - Raffineries - Industries	-42,5%
				Trafic routier (+ abrasions) et EMNR	-76,2%
SO2	255 252	80 420	-68,5%	Chauffage urbain - Résidentiel - Tertiaire	-74,2%
				Agriculture	-71,6%
				Production d'électricité - Raffineries - Industries	-66,6%
				Trafic routier (+ abrasions) et EMNR	-99,6%
COVNM	282 347	90 347	-68%	Chauffage urbain - Résidentiel - Tertiaire	-68,0%
				Agriculture	-97,7%
				Production d'électricité - Raffineries - Industries	-16,6%
				Trafic routier (+ abrasions) et EMNR	-77,9%

Les projections d'émissions multi-secteurs ainsi réalisées indiquent une baisse significative pour tous les polluants considérés : NOx, PM2.5, PM10, TSP, S02 et COVNM (tableau ci-dessus, pour les particules, seules les PM2,5 sont reportées).

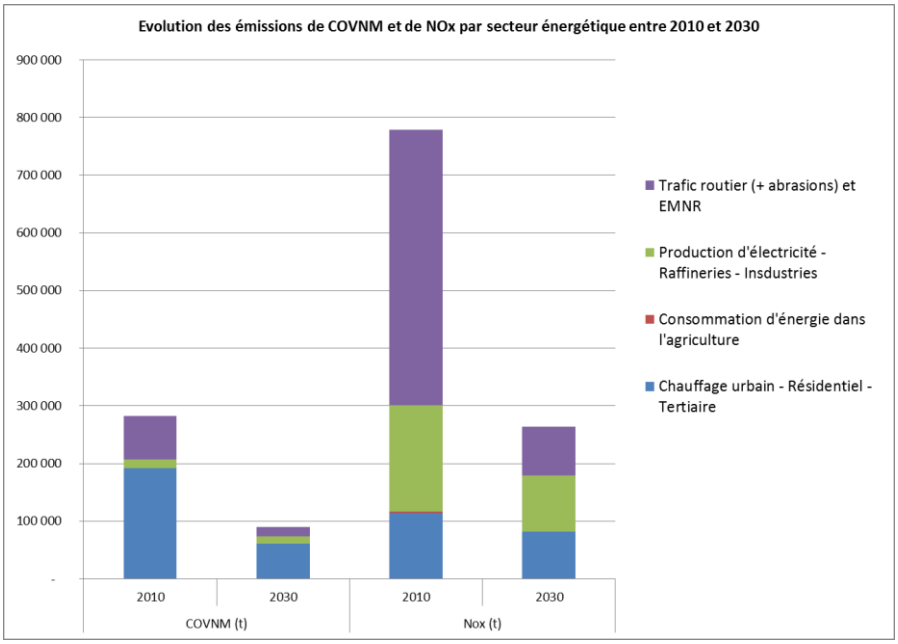
Résultats détaillés pour les COVNM, les NOx, les PM2,5 et le SO2

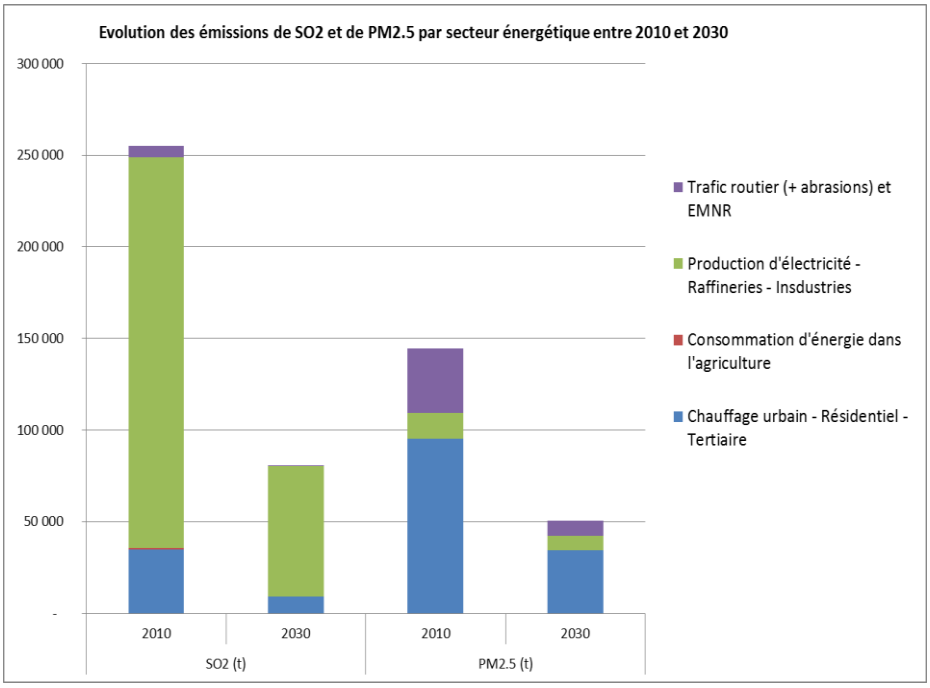
La baisse des émissions de COVNM dans le secteur du trafic routier et du résidentiel/tertiaire joue un rôle significatif dans la baisse des émissions totales de COVNM De la même façon, la baisse des émissions de NOx à l'horizon 2030 dans le secteur du trafic routier et EMNR[66] influence particulièrement la baisse des émissions totales de NOx.

La diminution de 99% des émissions de SO2 dans le secteur de production d'électricité ainsi que la diminution de plus de 50% dans le secteur indistriel contribuent principalement à la baisse des émissions totales de SO2 à l'horizon 2030 (figure ci-dessous).

Enfin, la baisse des émissions de PM2.5 dans les secteurs résidentiel et du trafic routier est également significative en proportion de la baisse globale des émissions de PM2.5 à l'horizon 2030.

[66] Engins Mobiles Non Routiers (secteurs agriculture, industrie et BTP)





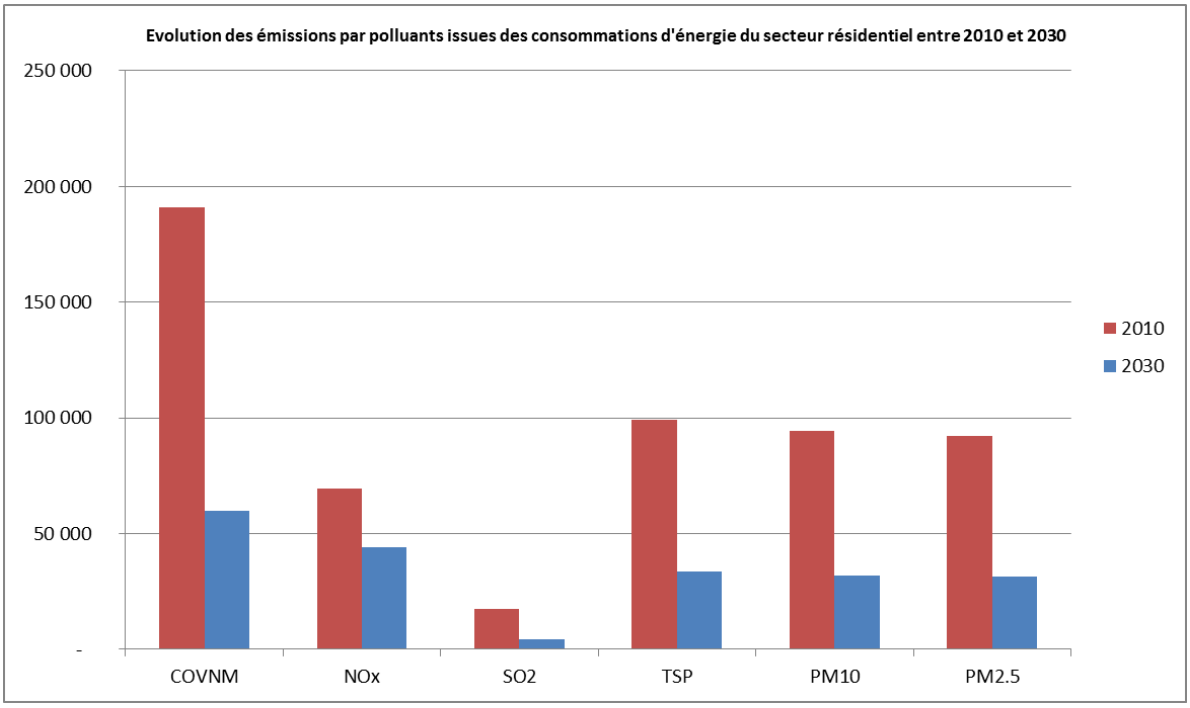
Résultats pour les secteurs Chauffage Urbain et Résidentiel / Tertiaire

Les niveaux de particules dans l'air ambiant entrainent des effets sanitaires importants et placent actuellement la France en situation de contentieux avec la Commission européenne. Le secteur résidentiel est le principal contributeur parmi les secteurs consommateurs d'énergie. Il est donc particulièrement intéressant de focaliser sur l'évolution des émissions de ce secteur.

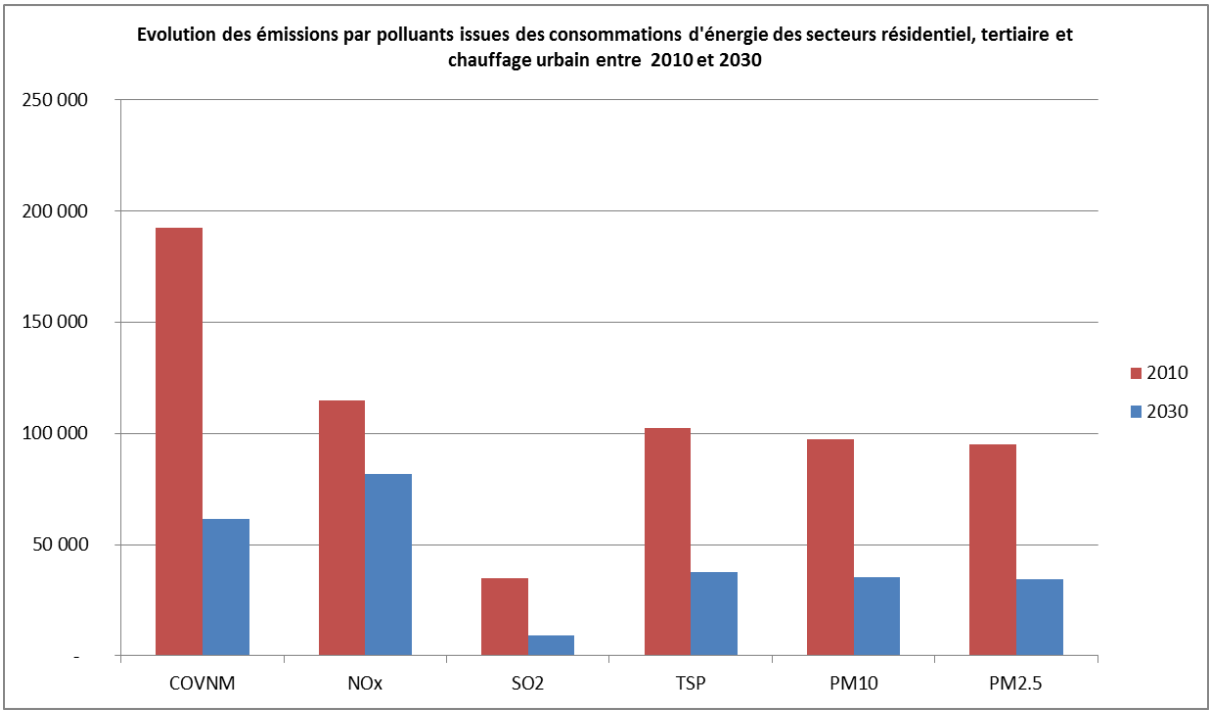
Les hypothèses prises concernant les facteurs d'émission et le parc d'appareils de chauffage au bois sont issues des travaux préparatoires aux règlementations européennes sur ce sujet,

et notamment des valeurs limites d'émission envisagées dans le cadre de l'élaboration de la Directive Ecodesign.

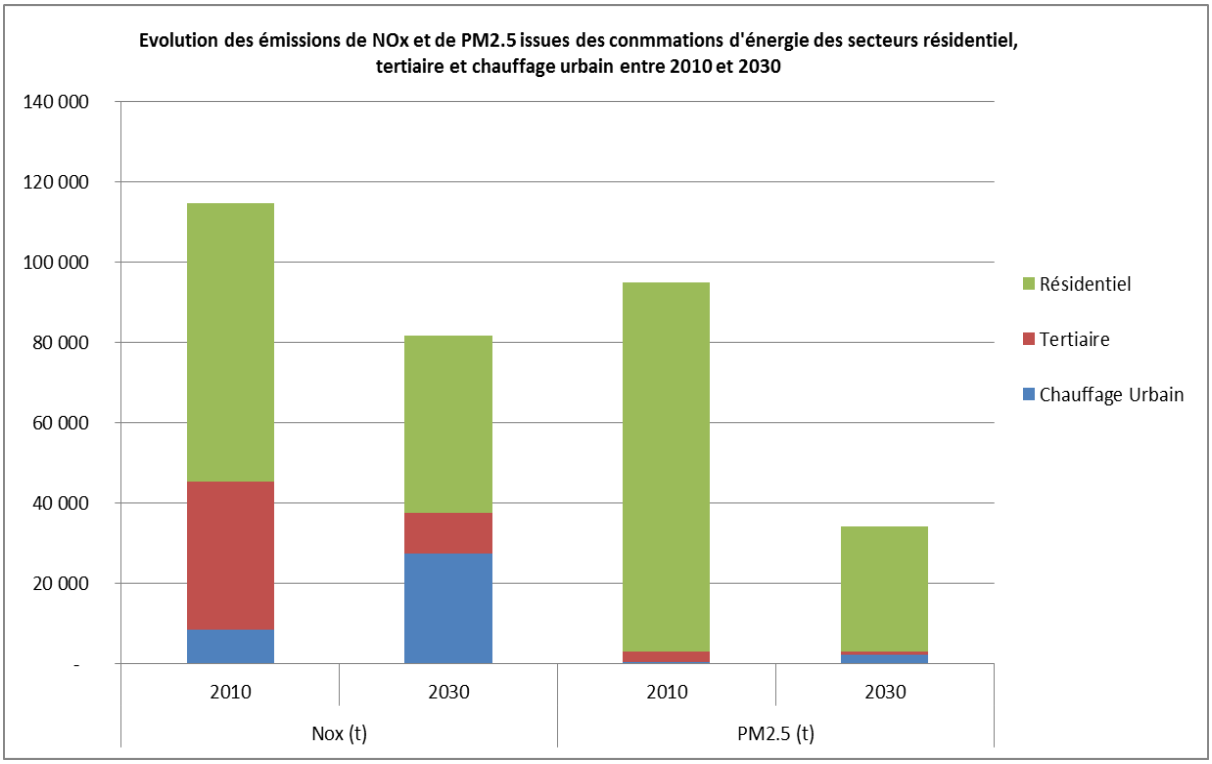
Les estimations réalisées à partir des hypothèses précédentes indiquent une baisse des émissions dans le secteur résidentiel entre 2010 et 2030 de 36% pour les NOx et de 66% pour les PM2,5 (figure ci-dessous).



Cette évolution est liée notamment au développement de réseaux de chaleur (secteur Chauffage Urbain) en remplacement de systèmes de chauffage peu efficaces dans le résidentiel et le tertiaire. Il est donc intéressant de considérer l'ensemble des émissions relatives au chauffage des bâtiments, c'est-à-dire la somme des émissions du secteur résidentiel et tertiaire et du secteur chauffage urbain. Les résultats indiquent une diminution des émissions totales de polluants issues de la consommation d'énergie dans les secteurs du chauffage urbain, du résidentiel et du tertiaire (figure ci-dessous).



Pour les polluants PM2,5 et NOx en particulier, le graphique ci-dessous montre que le développement de réseaux de chaleur (secteur Chauffage Urbain) en remplacement de systèmes de chauffage dans le résidentiel et le tertiaire pourrait permettre des progrès très importants sur les émissions de particules, et notamment de PM2,5. Pour les NOx, cette évolution est également à la baisse dans le cadre de ce scénario volontariste. Toutefois, une attention spécifique doit être portée à la réduction des émissions de NOx par ces secteurs, et notamment pour les nouveaux systèmes de chauffage urbain.



1.2. Impacts du scénario énergétique sur la qualité de l'air : application de modèles de qualité de l'air en zones urbanisées types

En zone urbaine, et particulièrement en proximité du trafic routier, les données et projections disponibles pour les polluants PM10 et NO2 ne sont pas satisfaisantes au regard des valeurs limites européennes à respecter. Les concentrations d'ozone sont également trop élevées en zones périphériques et rurales.

Afin d'examiner l'impact de notre scénario énergétique sur des cas réels représentatifs d'agglomérations pour lesquelles les enjeux de qualité de l'air sont importants, nous avons identifié 3 agglomérations types (de tailles respectives supérieures à 250 000, à 500 000 et à 1 000 000 d'habitants). Ces villes ont été choisies en raison de leur représentativité des enjeux de qualité de l'air des grandes agglomérations françaises, de leur situation topographique, n'apportant pas de perturbation supplémentaire à l'exercice de modélisation

L'approche que nous avons mise en œuvre repose sur l'utilisation d'outils existants (inventaires locaux d'émissions et modèles R&D déterministes de la qualité de l'air) à l'échelle urbaine. Ces outils, mis en œuvre par deux laboratoires de recherche[67], permettent de réaliser des projections pour les particules (PM10, PM2,5), le dioxyde d'azote (NO2) et l'ozone à partir des projections d'émissions de NOx, PM, HC (ou COV), NH3, SO2 et CO.

[67] Projet AIRBOX piloté par l'ADEME avec le CEREA (ENPC) et le LISA (Laboratoire des Universités Paris 12 et Paris 7 et du CNRS) pour mettre en œuvre les deux meilleurs modèles R&D actuellement disponible en France (« Polyphémus » et « CHIMERE »).

2. Impacts sur les émissions et la qualité de l'air du transport routier

Les transports contribuent directement et indirectement, par leurs émissions de particules primaires NOx et COV, sur les concentrations dans l'air des polluants NO2, particules et ozone :

- le dioxyde d'azote (NO2) est pour partie émis directement en sortie du pot d'échappement, et pour partie formé indirectement dans l'atmosphère à partir d'autres composés (comme les NOx, par exemple) ;
- les particules sont issues des émissions primaires à l'échappement, de la remise en suspension de particules lors du passage des véhicules sur la route, ou encore formées dans l'atmosphère à partir de précurseurs gazeux (NOx et COV) ;
- enfin, l'ozone est exclusivement formé dans l'air à partir de précurseurs gazeux (NOx et COV).

Compte tenu de la part relative des émissions de polluants atmosphérique du secteur des transports dans la qualité de l'air des zones urbanisées, l'ADEME a souhaité évaluer l'impact de ses projections « transport et mobilité » sur la qualité de l'air en zone urbaine.

Les travaux suivants ont été réalisés :

- détermination des projections d'émissions primaires de NOx, PM, HC (ou COV) et CO à l'échappement aux horizons 2030/2050 pour le trafic routier.

- modélisation des impacts sur la qualité de l'air des projections d'émissions à 2030.

2.1. Evolution des émissions par le trafic routier en 2030 et 2050

L'évolution des émissions en sortie d'échappement de l'ensemble des véhicules routiers est estimée à partir des projections de nombres totaux de km parcourus en 2030 et 2050 par les différents types de véhicules (cette donnée est appelée « activité »), et des facteurs d'émission de polluants (en g/km) pour ces différents types de véhicules et les différents polluants considérés.

2.2. Evolution des activités

Le scénario de l'ADEME prévoit une forte évolution du parc roulant aux horizons 2030/2050. Si les véhicules thermiques occupent en 2010 presque 99% du parc roulant, leur nombre diminue progressivement en 2030 puis en 2050 au profit de l'émergence de véhicules hybrides et électriques. L'activité des véhicules hybrides, quasi-inexistante en 2010, augmente de manière significative pour atteindre 40% du parc en 2050, soit autant que celle des véhicules thermiques. De la même façon, si l'activité en 2010 et en 2030 des véhicules électriques ne s'élève pas à plus de 5%, ceux-ci progressent rapidement aux horizons 2050 (figure 1).

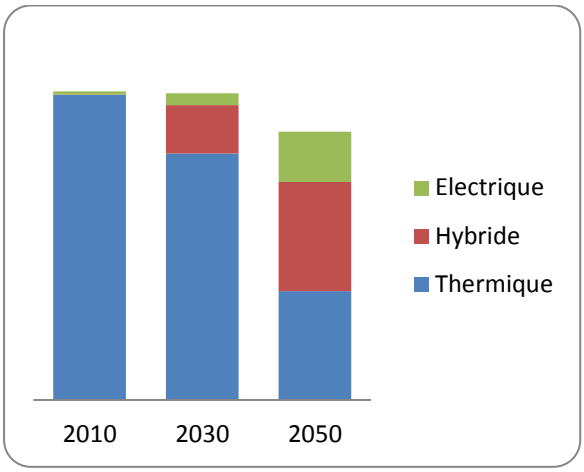


Figure 1. Evolution des activités (milliards de véhicules.km)

2.3. Evolution des facteurs d'émission

Pour les véhicules thermiques en 2030 et 2050, les projections indiquent des réductions substantielles des facteurs d'émission de NOx et PM, principalement liées à l'évolution des technologies au niveau des moteurs et de l'échappement.

Pour les voitures particulières en ville, par exemple, on constate une réduction des facteurs d'émission de NOx pour les voitures thermiques de 80% entre 2010 et 2050, et de 96% pour les PM. Les facteurs d'émission pour les voitures particulières hybrides aux horizons 2030/2050 sont constants mais inférieurs de 40% aux voitures thermiques, alors que ceux des voitures électriques sont nuls (figure 2 et 3).

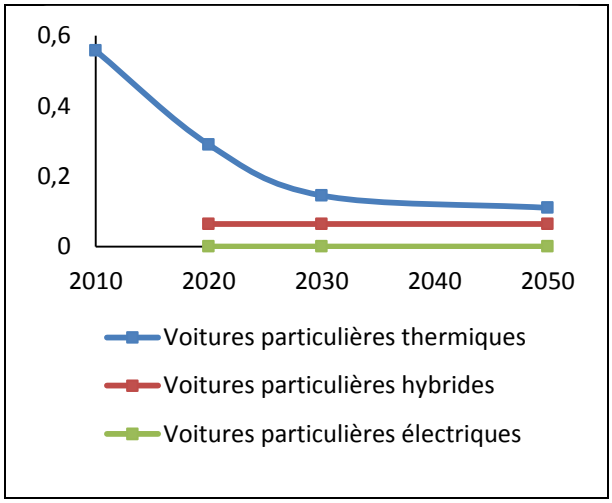


Figure 2. Evolution des facteurs d'émission de NOx pour les voitures particulières en

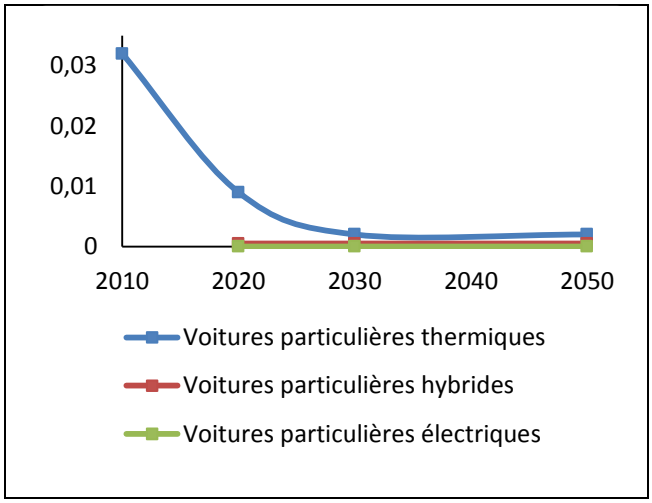


Figure 3. Evolution des facteurs d'émission de PM pour les voitures particulières en ville

ville (g/km)	*(g/km)*

2.4. Evolution des émissions de polluants

L'évolution d'activité du parc roulant combinée à l'évolution des facteurs d'émission conduit à des réductions d'émissions primaires en sortie de pot d'échappement de 78% pour les NOx et de près de 96% de PM à l'horizon 2030. A l'horizon 2050, ces projections conduisent à une diminution encore plus marquée de ces réductions primaires : 90% pour les NOx et 98% pour les PM (figures 4 et 5).

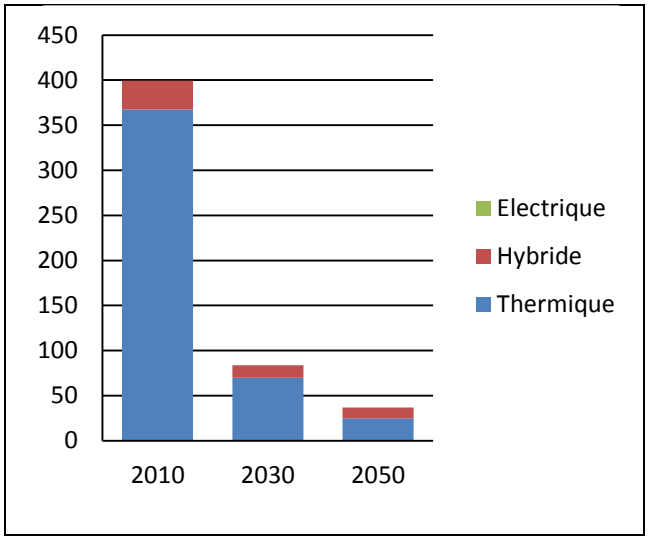


Figure 4. Evolution des émissions primaires de NOx (kT)

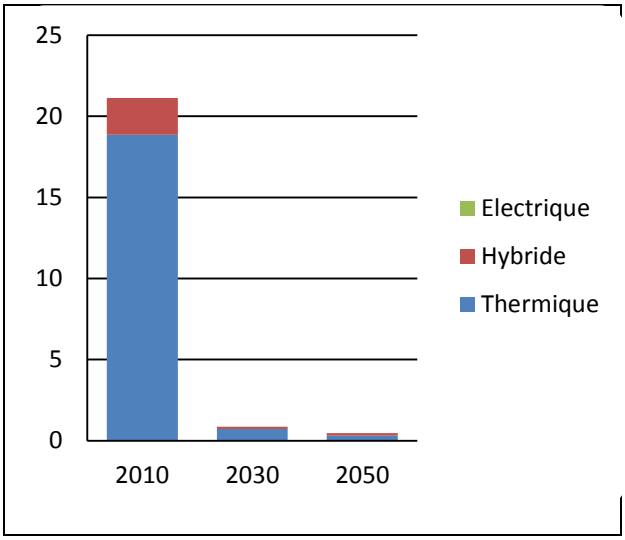


Figure 5. Evolution des émissions primaires de PM (kT)

3. Estimation des impacts sur la qualité de l'air

A ce stade de l'étude, des modélisations des impacts sur la qualité de l'air ont été réalisées pour la région IdF, Nantes et Strasbourg, dans le cadre du projet « Air 2030 ». Les impacts sur la qualité de l'air des projections de réductions d'émissions primaires de polluants en sortie de pot d'échappement ont été testés en simulant les concentrations de NO2 et particules PM2,5 en 2009, sur la base des inventaires actuels, et en 2030, sur la base de l'inventaire 2009 pour lequel les émissions par le transport ont été modifiées selon les projections ci-dessus. Les modélisations ont été réalisées pour l'ensemble d'un mois d'hiver de l'année 2009.

Les résultats préliminaires de modélisation montrent que les surfaces exposées aux plus fortes concentrations de NO2 et PM2,5 sont en nette diminution.

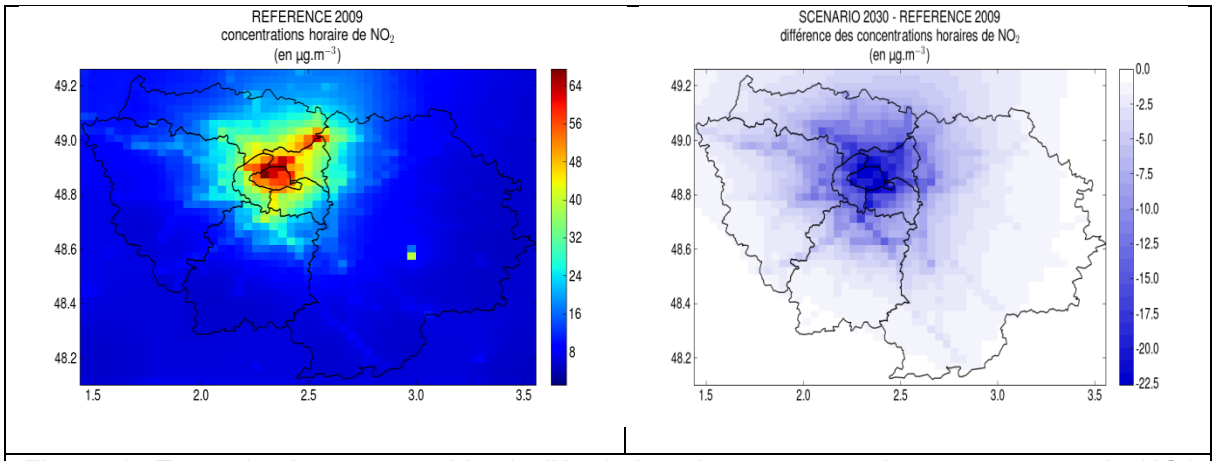


Figure 6. Exemple de cartographie de l'évolution des concentrations moyennes de NO2 sur la région IdF pour les périodes simulées (un mois d'hiver en 2009 et 2030) en ne tenant compte que de l'évolution des émissions du transport routier sur la région IdF : à gauche, les concentrations pour 2009 ; à droite, les gains de concentrations en 2030 par rapport à 2009

Les résultats ci-dessous montrent l'évolution des concentrations horaires de NO2 et journalières de particules PM2,5 en 2009 et 2030.

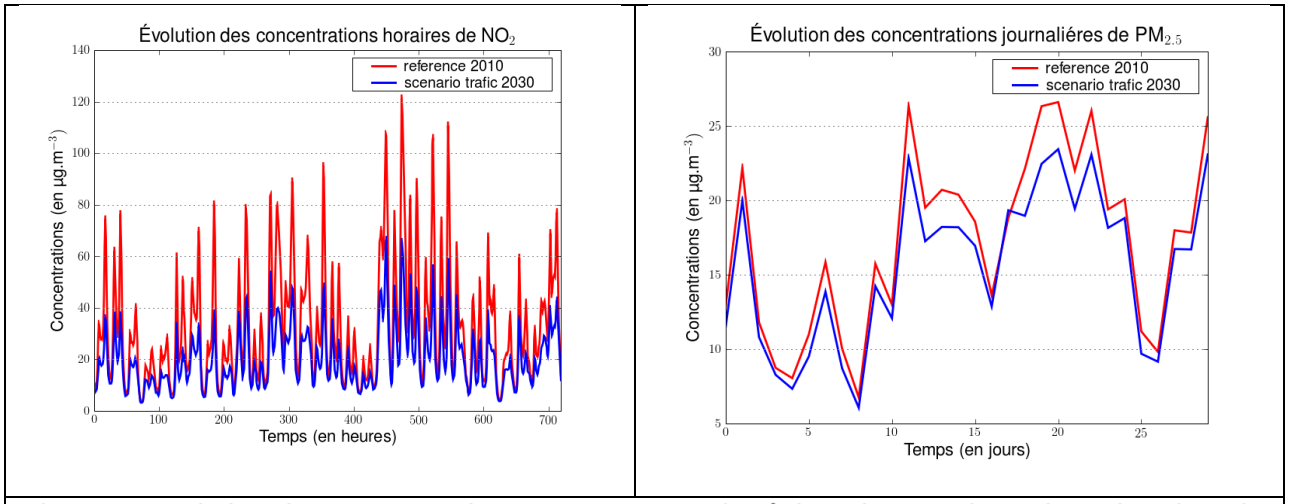


Figure 7. Evolution des concentrations moyennes sur la région IdF, pour les valeurs horaires de NO2 (à gauche) et journalières de PM2,5 à droite sur la période de simulation

L'impact est visible sur cette période, avec en moyenne sur la région considérée les concentrations suivantes :

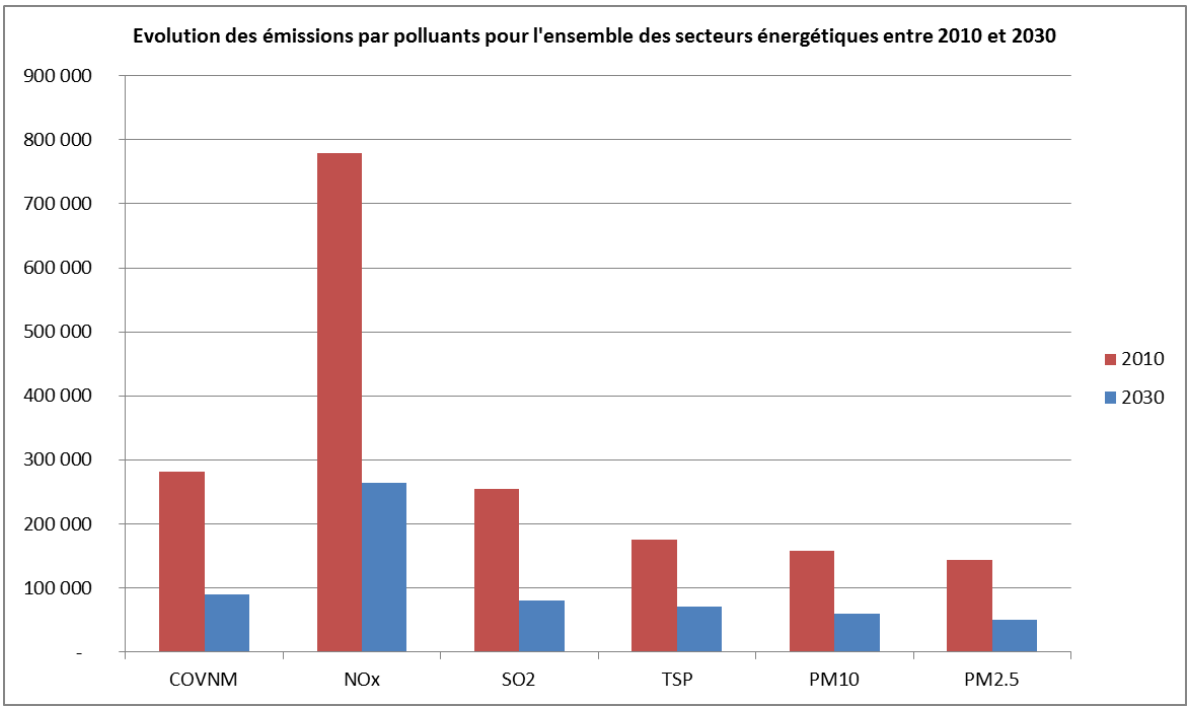
- pour le NO2, 32,4 µg/m3 en 2010 et 20,2 µg/m3 en 2030, soit une baisse de 38 %
- pour les PM2,5, 17,3 µg/m3 en 2010 et 15,6 µg/m3 en 2030, soit une baisse de 10 %

4. Bilan sur l'évolution de la qualité de l'air

Ces travaux d'évaluation de l'impact de la prospective énergétique de l'ADEME sur les émissions atmosphériques (polluants, précurseurs de polluants) et sur la qualité de l'air en zone urbanisée ont été réalisés, avec la participation du CITEPA[68], du CEREA[69] et du LISA[70]. En complément des projections de consommations énergétiques, des projections de facteurs d'émission de polluants et d'évolution des parcs technologiques ont été réalisées.

Les travaux réalisés indiquent une baisse systématique et significative des émissions des polluants à l'horizon 2030 dans le cadre du scénario énergétique de l'ADEME.

Une vigilance est à signaler sur les émissions de NOx dans le secteur du chauffage urbain, ce qui nécessitera de mettre en œuvre des solutions adaptées à la réduction des émissions de NOx à la source.



Conclusions sur le volet qualité de l'air :

Afin d'initier l'évaluation des impacts du scénario énergétique de l'ADEME sur la qualité de l'air, des premiers tests de sensibilité sur la qualité de l'air en 2030 ont été réalisés dans le cadre du projet « Air 2030 ». Etant donné les problématiques actuelles de qualité de l'air (centrées sur les particules et NOx en proximité du trafic routier) et les données d'émissions de polluants disponibles à l'horizon 2030, les tests ont été ciblés sur l'impact du transport routier sur la qualité de l'air de grandes agglomérations.

[68] Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique - http://www.citepa.org
[69] Centre d'Enseignement et de Recherche en Environnement Atmosphérique - http://cerea.enpc.fr
[70] Laboratoire Interuniversitaire des Systèmes Atmosphériques - http://www.lisa.univ-paris12.fr/

Les résultats montrent que la diminution des émissions de polluants par les transports routiers a également un effet positif (diminution des concentrations de particules PM2,5 et de NOx). **Cet effet positif est proportionnellement plus limité, compte-tenu des relations non linéaires entre les émissions de polluants et de précurseurs et la qualité de l'air.**

Des travaux complémentaires sont nécessaires pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des projections d'émissions pour l'ensemble des secteurs énergétiques et hors énergétiques. Dans le contexte de changement climatique, un axe important concerne l'extension des travaux à l'ozone, polluant formé sous l'action du rayonnement solaire.

Une étape complémentaire à l'évaluation des impacts du scénario énergétique 2030 ADEME pourrait être réalisée dans le but de mieux étudier l'efficacité du scénario préconisé, à savoir par la modélisation de la réponse des écosystèmes à la qualité de l'air et en particulier leurs sensibilités à des niveaux critiques de dépôts atmosphériques.

aaa