

Comparaison de l'intégration des sources d'énergies
renouvelables dans des réseaux basés principalement sur le
charbon, le nucléaire et l'hydroélectricité

par

ANTOINE BREGAINT

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE
LA MAITRISE AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE MÉCANIQUE
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 04 MAI 2022

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre media une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY

CE RAPPORT DE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Handy Fortin-Blanchette, codirecteur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Ricardo Izquierdo, président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Hussein Ibrahim, membre du jury
Centre de recherche et d'innovation en intelligence énergétique (CR2Ie)
Institut technologique de maintenance industrielle
Cégep de Sept-Îles

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 13 AVRIL 2022

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Ce projet de maîtrise a été pour moi une étape importante dans la construction de mon projet professionnel. Les longues journées de documentation sur le sujet n'ont fait que renforcer ma volonté de débuter mon parcours professionnel dans ce domaine si intéressant de l'interruption des énergies renouvelables et de leur intégration au réseau électrique.

Je tiens tout d'abord à remercier mon directeur de recherche Daniel Rousse de m'avoir recruté dans le groupe de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e) et de m'avoir proposé ce sujet de mémoire. Il m'a de plus offert un appui financier en m'offrant un poste de chargé de projet dans le développement de son cours sur les énergies renouvelables et de celui sur les technologies éoliennes enseignés à l'École de Technologie Supérieure de Montréal. Merci à Handy Fortin-Blanchette pour ses précieux conseils.

Je remercie également les membres du laboratoire t3e pour leur appui lors de nos réunions bimensuelles ainsi que pour leur sympathie.

Je tiens à remercier chaleureusement David Puissant pour son temps ainsi que pour ses précieuses connaissances du monde nucléaire. M. Puissant travaille depuis de nombreuses années à la centrale nucléaire de Fessenheim. Il est aujourd'hui chef de service sûreté et participe aux opérations de pré-démentiellement de la centrale à la suite de sa mise à l'arrêt définitive en juin 2020.

Je remercie aussi chaleureusement la Fondation Arbour de m'avoir offert une bourse d'études pour la réalisation de ma maîtrise. Je remercie de ce fait Diane pour son aide et ses précieux conseils transmis lors du programme de mentorat offert par la Fondation.

Je tiens finalement à remercier mes proches qui m'ont toujours soutenu dans mes projets personnels.

COMPARAISON DE L'INTÉGRATION DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS DES RÉSEAUX BASÉS PRINCIPALEMENT SUR LE CHARBON, LE NUCLÉAIRE ET L'HYDROÉLECTRICITÉ

Antoine BREGAINT

RÉSUMÉ

Plusieurs activités humaines, parmi lesquelles figure la production d'électricité via les centrales de production thermiques, sont de plus en plus émettrice de Gaz à Effet de Serre (GES), ayant pour conséquence le réchauffement de notre planète. L'arrivée des énergies renouvelables intermittentes (EnRI) (éolien et solaire) dans le secteur de la production d'électricité semble être l'une des solutions pour limiter les émissions de ces GES lors de la production d'électricité, si importante dans notre société.

L'intermittence de ces énergies pose toutefois le problème de leur intégration au mix électrique. Dans ce contexte, ce mémoire compare l'intégration de ces énergies selon le moyen de production pilotable utilisé en base de ce mix électrique. La comparaison est effectuée entre les centrales nucléaires, hydroélectriques et à charbon. La simulation informatique des différents mix électriques prend également en compte les méthodes permettant d'équilibrer ce dernier, comme l'utilisation des moyens de stockage, les échanges transfrontaliers ou encore les effacements de consommation et de production. Cette simulation est adaptée au modèle électrique français.

Les résultats montrent que les centrales hydroélectriques semblent être celles à privilégier dans le but de tendre vers un taux de pénétration en énergie des énergies renouvelables (EnR) plus élevé. L'emploi de ces centrales, bien qu'impossible en France, permet qui plus est d'obtenir un mix électrique entièrement renouvelable. Les centrales nucléaires ne sont pas en reste et permettent d'obtenir un taux de pénétration en énergie des EnR proche de 70% tout en décarbonant encore un peu plus le mix électrique. En plus de présenter les plus mauvais résultats en matière d'émissions de GES, les centrales à charbon sont également les moins pilotables des trois moyens de production étudiés en permettant d'atteindre un taux de pénétration en énergie des EnR d'environ 68%.

Ces travaux permettent également de mettre en avant les solutions d'équilibrage du réseau électrique. Ces dernières, et notamment l'effacement de production, devront être de plus en plus utilisées dans les années à venir pour limiter les volumes de surproduction engendrés par l'augmentation du taux de pénétration des EnRI.

Mots-clés : énergies renouvelables intermittentes, mix électrique, simulation, équilibre du réseau

COMPARISON OF THE INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES INTO GRIDS BASED MAINLY ON COAL, NUCLEAR AND HYDROELECTRIC POWER

Antoine BREGAINT

ABSTRACT

Several human activities, including the production of electricity via thermal power plants, are increasingly emitting greenhouse gases (GHGs), resulting in global warming. The arrival of intermittent renewable energies (IRE) (wind and solar) in the electricity production sector seems to be the solution to limit the emissions of these GHGs during the production of electricity, which is so important in our society.

However, the intermittency of these energies raises the challenge of their integration into the electricity mix. This research compares the integration of these energies according to the means of controllable production used in the above-mentioned electricity mix. The comparison is made between nuclear, hydroelectric, and coal-fired power plants. The computer simulation of the different electricity mixes also considers the methods used to balance the mix, such as the use of storage facilities, cross-border exchanges and consumption and production cut-off. This simulation is adapted to the French electric model.

Results show that hydroelectric plants seem to be the ones to be favoured to reach a higher penetration rate of IRE. The use of these power plants, although impossible in France, makes it possible to obtain an entirely renewable electricity mix. Nuclear power plants are not to be outdone and make it possible to obtain a penetration rate of IRE close to 70% while decarbonising the electricity mix a little more. In addition to showing the worst results in terms of GHGs emissions, coal-fired power plants are also the least controllable of the three means of production studied, making it possible to achieve an IRE penetration rate of around 68%.

This work also highlights the solutions for balancing the electricity network. The latter, and in particular production cut-off, will have to be used increasingly in the years to come to limit the volumes of overproduction generated by the augmentation in the penetration rate of IRE.

Keywords: intermittent renewables energies, electricity mix, simulation, grid balance

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	5
1.1 Les énergies renouvelables intermittentes (EnRI)	5
1.1.1 Enjeux du 21 ^{ème} siècle.....	5
1.1.2 Énergies renouvelables (EnR).....	7
1.1.3 Cas particulier des EnRI	9
1.1.3.1 Définitions.....	9
1.1.3.2 Problèmes rencontrés	10
1.2 Technologies existantes	25
1.2.1 Prévisions.....	25
1.2.2 Interconnexions.....	28
1.2.3 Foisonnement.....	30
1.2.3.1 Foisonnement spatial	30
1.2.3.2 Foisonnement technologique	32
1.2.4 Surproduction.....	34
1.3 Système de Stockage d'Énergie (SSE)	35
1.4 Mix électrique français	35
1.4.1 Généralités	36
1.4.2 Nucléaire	37
1.4.3 Énergies fossiles.....	37
1.4.4 Énergies renouvelables	38
1.5 Moyens de production pilotables	41
1.5.1 Caractéristiques définissant la flexibilité d'un moyen de production.....	41
1.5.1.1 Le taux de montée en charge (<i>Ramp rate</i>)	41
1.5.1.2 Le temps de démarrage après arrêt (<i>Start-up time</i>).....	43
1.5.1.3 La charge minimale (Minimum load, <i>Pmin</i>)	45
1.5.2 Les centrales nucléaires françaises	46
1.6 Synthèse de la revue de littérature	50
CHAPITRE 2 MÉTHODE ET MATÉRIEL	53
2.1 Hypothèses de simulation des mix électriques	53
2.1.1 Définition de l'équilibre du réseau	54
2.1.2 Détermination de la consommation horaire.....	55
2.1.3 Détermination de la production d'origine renouvelable	56
2.1.3.1 Éolien terrestre	56
2.1.3.2 Solaire	56
2.1.3.3 Hydroélectricité.....	57
2.1.3.4 Bioénergies	57
2.1.3.5 Cas de l'éolien maritime	58
2.1.4 Particularité du mix basé sur l'hydroélectricité	59

2.1.5	Particularité du mix basé sur le nucléaire	60
2.1.6	Particularité du mix basé sur le charbon	63
2.1.7	Centrales à gaz	64
2.1.8	Centrales au fioul	66
2.1.9	Stockage par STEP	67
2.1.10	Stockage par batteries	67
2.1.11	Échanges transfrontaliers	68
2.1.12	Ordre de production	68
2.2	Modèle de simulation informatique des différents mix électriques.....	69
2.2.1	Optimisation de la production pilotable.....	70
2.2.2	Optimisation de la production à gaz	75
2.2.3	Optimisation de la production des centrales à fioul.....	78
2.2.4	Optimisation des moyens de stockage	79
2.2.5	Optimisation des échanges transfrontaliers	82
2.2.6	Comparaison de la simulation à la réalité	84
CHAPITRE 3 RÉSULTATS.....		89
3.1	Présentation des scénarios.....	89
3.2	Résultats des simulations	92
3.2.1	Répartition de la production.....	92
3.2.2	Heures propices au déséquilibre du réseau	94
3.2.3	L'équilibre du réseau	96
3.2.3.1	Cas particulier du 2 septembre.....	97
3.2.3.2	Sous-production	100
3.2.3.3	Surproduction.....	103
3.2.4	Solutions d'équilibrage du réseau.....	105
3.2.4.1	Stockage et échanges	105
3.2.4.2	Effacement de la consommation.....	114
3.2.4.3	Effacements des productions intermittentes	121
3.2.4.4	Application des solutions à l'optimisation des mix électriques	128
3.3	Part maximale d'EnRI dans le réseau	130
3.3.1	Hypothèses de simulation	130
3.3.2	Scénarios de simulation	131
3.3.3	Volumes de déséquilibre.....	132
3.3.4	Vérification des hypothèses	134
3.3.5	Taux de pénétration maximal.....	135
CHAPITRE 4 DISCUSSIONS.....		137
4.1	Les échanges	137
4.2	L'effacement de consommation.....	138
4.2.1	L'effacement résidentiel	138
4.2.2	L'effacement industriel.....	139
4.2.3	Le report de consommation	139
4.3	L'écrêttement	140

4.4	Faisabilité des mix retenus.....	141
4.4.1	Éolien terrestre	141
4.4.2	Éolien maritime.....	142
4.4.3	Solaire	144
4.4.4	Centrales hydroélectriques.....	145
4.4.5	Centrales nucléaires	145
4.4.6	Centrales au charbon.....	146
4.4.7	Bilan	146
	CONCLUSION.....	149
ANNEXE I	REVUE DE LITTÉRATURE DES DIFFÉRENTS MOYENS DE STOCKAGE EXISTANTS ET PERTINENTS.....	153
ANNEXE II	FACTEURS DE CHARGE HORAIRES DES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES RENOUVELABLES	169
ANNEXE III	COEFFICIENTS DE VARIATION DES FACTEURS DE CHARGE HORAIRES DE DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES RENOUVELABLES	173
ANNEXE IV	MOYENNE DES FACTEURS DE CHARGE HORAIRES POUR LES DIFFÉRENTS SITES ÉOLIENS MARITIMES FRANÇAIS	177
ANNEXE V	COEFFICIENTS DE VARIATION DES FACTEURS DE CHARGE MOYENS HORAIRES DES DIFFÉRENTS SITES ÉOLIENS MARITIMES FRANÇAIS	181
ANNEXE VI	COEFFICIENTS DE PRODUCTION MOYENS DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES AU FIL DE L'EAU	185
ANNEXE VII	EXTRAITS DU CODE D'OPTIMISATION	187
ANNEXE VIII	CAPACITÉS INSTALLÉES (EN GW) DES DIFFÉRENTS MOYENS DE PRODUCTION DES MIX ÉLECTRIQUES SIMULÉS	201
ANNEXE IX	DIFFÉRENCE CONSOMMATION – PRODUCTION D'ENR SELON LES SCÉNARIOS	203
ANNEXE X	DÉPASSEMENT DE LA CONSOMMATION CRITIQUE D'EFFACEMENT (DÉCEMBRE ET FÉVRIER)	205
ANNEXE XI	COMPARAISON DES MÉTHODES D'EFFACEMENT DE CONSOMMATION	207
ANNEXE XII	DÉSÉQUILIBRE À L'ISSUE DE L'OPTIMISATION DU TAUX DE PÉNÉTRATION MAXIMAL	209

ANNEXE XIII VOLUMES ÉCRÊTÉS ET PRODUITS PAR DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES ENRI.....	211
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	213

LISTE DES TABLEAUX

	Page	
Tableau 1.1	Taux de montée en charge pour différents moyens de production	42
Tableau 2.1	Définition de l'équilibre du mix électrique	54
Tableau 2.2	Caractéristiques des différents projets de parcs éoliens maritimes.....	58
Tableau 2.3	Facteurs de charge éolien maritime	58
Tableau 2.4	Taux de montée en charge des centrales nucléaires françaises (% Pnom/h)	61
Tableau 2.5	Taux de montée en charge des centrales au gaz françaises (% Pnom/h) ...	64
Tableau 2.6	Ensemble des hypothèses de suivi de charge.....	67
Tableau 2.7	Taux de montée en charge des échanges avec la France	68
Tableau 2.8	Variables d'optimisation de la production nucléaire.....	70
Tableau 2.9	Variables d'optimisation de la production à gaz	75
Tableau 2.10	Variables d'optimisation de la production / consommation des STEP	79
Tableau 2.11	Variables d'optimisation des échanges transfrontaliers	82
Tableau 2.12	Capacités installées (en MW) en 2019.....	84
Tableau 2.13	Résultats et écarts de production par technologie (2019)	85
Tableau 2.14	Capacités installées en 2020	86
Tableau 2.15	Résultats et écarts de production par technologie (2020)	87
Tableau 3.1	Facteur de charge des technologies pilotables	93
Tableau 3.2	Répartition des heures de sous-production selon le moyen pilotable utilisé.....	95
Tableau 3.3	Répartition des heures de surproduction selon le moyen pilotable utilisé.....	96
Tableau 3.4	Nombre d'épisodes de sous-production par technologie et scénario	100
Tableau 3.5	Moyenne des volumes de sous-production par épisode en MWh.....	102

Tableau 3.6	Nombre d'épisodes de surproduction par technologie et scénario	103
Tableau 3.7	Moyenne des volumes de surproduction par épisode en MWh	104
Tableau 3.8	Volume de pompage (TWh)	106
Tableau 3.9	Volume de turbinage (TWh).....	107
Tableau 3.10	Volume de charge des batteries (TWh)	108
Tableau 3.11	Volume de décharge des batteries (TWh).....	109
Tableau 3.12	Volume d'importation (TWh)	110
Tableau 3.13	Volume d'exportation (TWh).....	111
Tableau 3.14	Nombre d'épisodes où la consommation horaire est supérieure à 95 GWh selon les méthodes d'effacement simulées	115
Tableau 3.15	Volume moyen (MWh) des cinq scénarios par heure de sous-production en fonction de la méthode d'effacement simulée.....	118
Tableau 3.16	Volume moyen (TWh) des cinq scénarios par heure de surproduction en fonction de la méthode d'effacement simulée	120
Tableau 3.17	Part des production annuelles d'EnRI devant être effacées	122
Tableau 3.18	Maximum d'effacement horaire nécessaire selon les scénarios simulés	123
Tableau 3.19	Épisodes d'effacement de production selon la part de la production horaire totale d'EnRI représentée (Nucléaire)	124
Tableau 3.20	Épisodes d'effacement de production selon la part de la production horaire totale d'EnRI représentée (Hydro)	124
Tableau 3.21	Épisodes d'effacement de production selon la part de la production horaire totale d'EnRI représentée (Charbon).....	124
Tableau 3.22	Volumes de surproduction (MWh) à l'issue de la simulation de l'effacement de production.....	125
Tableau 3.23	Capacité installée des différents scénarios de simulation	131
Tableau 3.24	Répartitions des scénarios simulés.....	132

LISTE DES FIGURES

	Page	
Figure 1.1	Approvisionnement mondial en énergie primaire par source Tirée de Beck, Ribon et Riedinger (2020)	6
Figure 1.2	Émissions mondiales de CO ₂ de 1900 à 2020 Tirée de IEA (2020).....	6
Figure 1.3	Tension et fréquence nominale de raccordement électrique dans le monde	12
Figure 1.4	Modulation de la fréquence sur la journée du 7 octobre 2019 Tirée de RTE (2019)	13
Figure 1.5	Caractéristiques d'un creux de tension Tirée de RTE (2009)	16
Figure 1.6	Gabarit de tension que doivent respecter les éoliennes connectées au réseau Tirée de Robyns et al. (2006)	16
Figure 1.7	Crédit de capacité de plusieurs types de centrale électrique Tirée de Cany (2017)	19
Figure 1.8	Crédit de capacité du solaire PV et de l'éolien en Indiana et en Allemagne Tirée de Ueckerdt, Brecha et Luderer (2015).....	20
Figure 1.9	LCOE des différentes sources de production d'électricité Tirée de IEA (2020)	21
Figure 1.10	Courbes de l'offre et de la demande d'électricité Tirée de Vassilopoulos (2007)	22
Figure 1.11	Fonctionnement bourse de l'électricité Tirée de Gomez (2012).....	23
Figure 1.12	Rémunération d'une centrale éolienne Tirée de Foucault (2016)	24
Figure 1.13	Comparaison des deux méthodes étudiées Tirée de Dione (2020)	27
Figure 1.14	Comparaison des méthodes de prévision de production Tirée de Dione (2020)	28
Figure 1.15	Réseau mondial du projet GEI Tirée de Gendron et Ahajjam (2020)	30
Figure 1.16	Effet du foisonnement spatial pour le PV Tirée de Direction générale de l'énergie et du climat (2014)	31
Figure 1.17	Foisonnement éolien européen Tirée de Jancovici (2014)	32

Figure 1.18	Foisonnement technologique en Allemagne Tirée de Deutscher Wetterdienst (2018)	33
Figure 1.19	Répartition des moyens de production en France Tirée de RTE (2019)	36
Figure 1.20	Production brute d'électricité renouvelable par filière en 2019 Tirée de RTE (2019)	39
Figure 1.21	Paramètres de suivi de charge Tirée de Dong et al. (2018)	41
Figure 1.22	Profil de suivi de charge du type "12-3-6-3" Tirée de Choho (2013).....	47
Figure 1.23	Profil de puissance journalier du réacteur Cattenom 2 Tirée de Cany (2017)	47
Figure 1.24	Caractéristiques de suivi de charge des réacteurs français Tirée de Cany (2017)	49
Figure 2.1	Production nucléaire française des 1 et 2 février 2020	62
Figure 2.2	Facteur de charge moyen des centrales nucléaires françaises (entre 2012 et 2020)	62
Figure 2.3	Production des centrales à gaz françaises à cycle combiné du 17 février au 19 février	65
Figure 2.4	Ordre de production des mix simulés	69
Figure 3.1	Évolution de la consommation nationale Tirée de RTE (2021)	90
Figure 3.2	Capacité installée des moyens de production selon les scénarios simulés	91
Figure 3.3	Répartition de la production pour les mix basés sur le nucléaire	92
Figure 3.4	Répartition de la production pour les mix basés sur l'hydroélectricité	92
Figure 3.5	Répartition de la production pour les mix basés sur le charbon	93
Figure 3.6	Profil de consommation et de production d'EnR horaire du scénario S1	94
Figure 3.7	Consommation et production cumulé pour le 2 septembre (S3 Nucléaire)	97
Figure 3.8	Consommation et production cumulé pour le 2 septembre (S3 Hydro)	98

Figure 3.9	Consommation et production cumulé pour le 2 septembre (S3 Charbon).....	99
Figure 3.10	Volume de sous-production en fonction du scénario et du type de production en base	101
Figure 3.11	Volume de surproduction en fonction du scénario et du type de production en base	104
Figure 3.12	Volume total issu des STEPs selon les technologies pilotables utilisées	107
Figure 3.13	Volume total issu des batteries selon les technologies pilotables utilisées	109
Figure 3.14	Volume total issu des échanges selon les technologies pilotables utilisées	112
Figure 3.15	Volumes de déséquilibre avant et après optimisation du stockage et des échanges.....	113
Figure 3.16	Consommation moyenne horaire (MWh) selon le mois de l'année	114
Figure 3.17	Somme des volumes de sous-production des cinq scénarios simulés pour chacune des technologies	117
Figure 3.18	Maximum de sous-production (MWh) selon les méthodes d'effacement	119
Figure 3.19	Somme des volumes de surproduction des cinq scénarios simulés pour chacune des technologies	120
Figure 3.20	Comparaison des simulations du scénario S3 Hydro avec et sans écrêttement	126
Figure 3.21	Comparaison des simulations du scénario S3 Nucléaire avec et sans écrêttement	127
Figure 3.22	Volumes de déséquilibre totaux (en TWh) après différentes étapes de simulation.....	129
Figure 3.23	Taux de pénétration des EnR selon les scénarios simulés	136

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AA-CAES	Stockage par air comprimé en caverne adiabatique (<i>Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i>)
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
CAES	Stockages par air comprimé (<i>Compressed Air Energy Storage</i>)
CAPEX	Dépense d'investissements (<i>Capital expenditure</i>)
CC	Crédit de capacité
CCGT	Centrale à gaz à cycle combiné (<i>Combined cycle gas turbine</i>)
CEREMA	Centre d'études et d'Expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement
CSP	Concentrateurs solaire (<i>Concentrated Solar Power</i>)
DC	Courant continu (<i>Direct Current</i>)
ECMWF	Centre européen des prévisions météorologiques à moyen terme (<i>European Center for Medium-Range Weather Forecasts</i>)
EnR	Énergies Renouvelables
EnRI	Énergies Renouvelables Intermittentes
GEI	Interconnexion énergétique mondiale (<i>Global Energy Interconnexion</i>)
GES	Gaz à Effet de Serre
GFS	Système mondial de prévisions (<i>Global Forecast System</i>)
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
LCOE	Coût actualisé de l'énergie (<i>Levelized Cost Of Energy</i>)
LCOS	Coût actualisé du stockage (<i>Levelized Cost Of Storage</i>)
MCP	Matériaux à Changement de Phase

NDRC	Commission Nationale pour le Développement et la Réforme (<i>National Development and Reform Commission</i>)
OCGT	Turbine à combustion au gaz (<i>Open gas turbine</i>)
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
PV	Photovoltaïques
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SMES	Stockage d'énergie magnétique supraconductrice (<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>)
SSE	Système de Stockage d'Énergie
STEP	Stations de Transfert d'Energie par Pompage
THT	Lignes Très Haute Tension HT
UHT	Lignes Ultra Haute Tension
<i>cf.</i> :	<i>Confer (Voir)</i>
<i>etc.</i> :	<i>Et cetera (Et le reste)</i>
<i>i.e.</i> :	<i>Id est (C'est-à-dire)</i>

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

CC	Crédit de capacité	[%]
$C_{i,conso}$	Coefficient horaire de consommation	[-]
$C_{i,EnR}$	Facteur de charge horaire des productions EnR	[-]
c_p	Capacité calorifique	[J/K.kg]
C_t	Coûts d'investissement engagés au cours de l'année t	[€]
E_{volant}	Energie emmagasinée par le volant d'inertie	[J]
$FC_{éolien}$	Facteur de capacité du système éolien	[%]
I	Moment d'inertie	[kg.m ²]
$LCOS$	Coût actualisé du stockage	[€/MWh]
m	Masse	[kg]
M_t	Coûts d'exploitation engagés au cours de l'année t	[€]
N	Nombre d'années	[-]
P	Puissance active traversant la ligne	[W]
P_{Min}	Puissance minimale	[W]
P_{Nom}	Puissance nominale	[W]
Q	Puissance réactive traversant la ligne	[VAR]
Q_{ch}	Chaleur sensible	[J]
Q_t	Production totale au cours de l'année t	[W]
r	Taux d'actualisation	[%]
R	Résistance de la ligne	[Ω]
$R_{Nuc,Base}$	Taux de montée en charge des centrales nucléaires de base	[%P/hr]
$R_{Nuc,Flexible}$	Taux de montée en charge des centrales nucléaires flexibles	[%P/hr]
$R_{système}$	Fiabilité des centrales conventionnelles	[%]
$Taux_{Nuc,base}$	Part du parc nucléaire de base	[%]
T_{finale}	Température à l'état finale	[K]

$T_{initiale}$	Température à l'état initiale	[K]
V	Tension simple du nœud récepteur	[V]
Vol	Volume	[m^3]
x	Taux de pénétration de l'éolien	[%]
X	Réactance d'une ligne électrique	[Ω]
ΔV	Variation de la tension entre les deux extrémités d'une ligne	[V]
δ	Coefficient de dispersion	[$-$]
ω	Vitesse de rotation	[rad/s]
ρ	Masse volumique	[kg/m^3]

INTRODUCTION

Contexte de recherche

L'ampleur relativement récente de plusieurs activités humaines fortement polluantes est néfaste pour la planète sur laquelle nous vivons comme l'atteste le « jour du dépassement ». Ce jour indique le moment où l'humanité vit à crédit par rapport aux ressources que peut générer la planète Terre : il a eu lieu le 29 juillet en 2021. Ces dégâts irréversibles sont principalement dus aux émissions de Gaz à Effets de Serre (GES) libérés par les activités anthropiques comme lors de la production d'électricité par des centrales thermiques fortement émettrices de ces gaz. Pour tenter de diminuer ces émissions, l'intégration des énergies renouvelables intermittentes est un enjeu majeur du 21^{ème} siècle. Les énergies renouvelables intermittentes sont par nature fluctuantes et dépendantes des conditions météorologiques (vent, soleil...). Il est à l'heure actuelle délicat de les intégrer en masse dans un réseau électrique du fait de cette intermittence qui risque de le mettre en péril en cas de non-production d'électricité. Cependant, l'intégration de ces énergies renouvelables est aujourd'hui trop faible pour respecter les recommandations du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat (GIEC) afin de limiter le réchauffement de notre planète à 1,5°C d'ici la fin du siècle. Cette étude aborde ainsi le double défi d'augmenter la part d'énergies renouvelables intermittentes dans des réseaux existants tout en assurant la sécurité d'approvisionnements.

Des moyens de production pilotables sont aujourd'hui utilisés pour faire face à l'intermittence des énergies renouvelables. Toutefois, leurs capacités d'acceptation d'énergies renouvelables intermittentes ne sont pas illimitées et sont conditionnées par leurs paramètres de flexibilité. Cette flexibilité des moyens de production pilotables est donc différente d'un type de production à l'autre. Dans ce contexte, cette étude compare trois types de moyens de production pilotables que sont les centrales nucléaires, hydroélectriques et à charbon.

Très peu d'études quantifient les capacités d'énergies renouvelables intermittentes pouvant être acceptées en fonction du moyen de production pilotable utilisé. Il est donc pertinent de se demander quel est le moyen de production pilotable permettrait la plus forte intégration d'énergies renouvelables intermittentes et de quantifier cette intégration.

Objectif

Dans ce contexte, il eut été intéressant de comparer les situations de trois pays ayant pour base le nucléaire, l'hydroélectricité et le charbon comme source d'énergie pilotable. Ainsi, initialement, la France, le Québec et la Chine avaient été pressentis pour faire l'objet d'une comparaison. Cependant, pour réaliser l'étude qui est entreprise dans ce mémoire, une vaste quantité de données sont requises. Et il n'a pas été possible d'obtenir suffisamment de celles-ci pour effectuer l'analyse des situations chinoise et québécoise. Qui plus est, a posteriori, on constate que l'étude appliquée à un seul pays prend des proportions importantes alors que la première mouture de ce mémoire faisant déjà près de 200 pages de corps principal. Ajouter deux autres analyses en aurait fait un mémoire d'envergure considérable.

Le but de ce projet consiste donc à étudier l'intégration des énergies renouvelables intermittentes dans différents mix électriques basés sur les centrales nucléaires, les centrales hydroélectriques et sur celles au charbon à partir d'un seul modèle de réseau électrique, celui de la France. L'objectif final n'est ainsi pas de juger de la faisabilité ou non de tels mix électrique, mais de quantifier la part maximale d'énergies renouvelables dans la production nationale pouvant être intégrée au réseau sans compromettre son équilibre, et ce, pour les différents moyens de production pilotables étudiés.

Démarche

Pour atteindre ce but, il est dans un premier temps nécessaire de déterminer les paramètres de flexibilité des trois moyens de production étudiés afin de formuler les hypothèses du modèle d'optimisation des mix électriques. Cette simulation, adaptée au modèle électrique français,

permet d'identifier les points faibles de chacun de ces moyens de production en termes de suivi de charge pour déterminer les solutions à planter au modèle pour tendre vers l'équilibre du réseau. Une fois le modèle corrigé, il est possible de simuler la part d'énergies renouvelables pouvant être intégrée au réseau selon les moyens de production utilisés.

Structure du rapport

Outre cette introduction, le chapitre 1 présente une revue de la littérature portant sur les spécificités des différentes énergies renouvelables intermittentes ainsi que sur la particularité du mix électrique français. Ce dernier se termine par une étude comparative des paramètres de flexibilité des trois modes de production pilotables étudiés. Le chapitre 2 définit les hypothèses ainsi que le modèle de l'optimisation du mix électrique. Les principaux résultats découlant de cette optimisation sont ensuite présentés dans le chapitre 3. Leur analyse permet de trouver des solutions dans le but de tendre vers l'équilibre du réseau. Une fois ces solutions appliquées au modèle, la part maximale d'énergies renouvelables pouvant être intégrée au mix électrique est déterminée pour chaque moyen de production pilotable. Enfin, une discussion sur les résultats obtenus ainsi que sur la véracité des hypothèses utilisées est faite dans le chapitre 4.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

Ce chapitre a pour objectif de faire l'état des lieux des différentes technologies utilisées pour pallier les problèmes imputables à l'intermittence de certaines énergies renouvelables et permettre leur intégration dans le mix électrique. Les énergies renouvelables intermittentes et leurs difficultés d'intégration associées font l'objet de la première partie. Différentes technologies facilitant l'usage d'énergies renouvelables dans la production électrique sont présentées avant de s'intéresser aux moyens de stockage d'électricité existants. L'étude se concentre sur l'intégration des énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux électriques basés sur les centrales nucléaires, hydroélectriques et à charbon en se basant sur le mix électrique français. Il est donc nécessaire d'étudier par la suite la composition de ce mix en vue de comprendre les différentes stratégies ainsi que les spécificités de suivi de charge de chacun des trois moyens de production pilotables étudiés.

1.1 Les énergies renouvelables intermittentes (EnRI)

1.1.1 Enjeux du 21^{ème} siècle

De plus en plus de projets en lien avec les énergies renouvelables voient le jour ces dernières années, poussés par les subventions au niveau mondial ou régional, les lois et politiques favorables et par la baisse des coûts de production. Ces projets s'inscrivent dans la continuité des engagements pris lors de la COP21 de Paris en 2015 ainsi que des recommandations faites par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour limiter le réchauffement de la planète à 1,5°C d'ici la fin du siècle. Ces projets visent d'une part à réduire les émissions de gaz à effets de serre (GES) et d'autre part, à se passer des énergies fossiles qui ne seront plus disponibles dans quelques décennies. Pourtant, au niveau

mondial, c'est tout l'inverse qui se produit. La consommation de ressources fossiles augmente chaque année comme le montre la Figure 1.1 (Beck, Ribon et Riedinger, 2020).

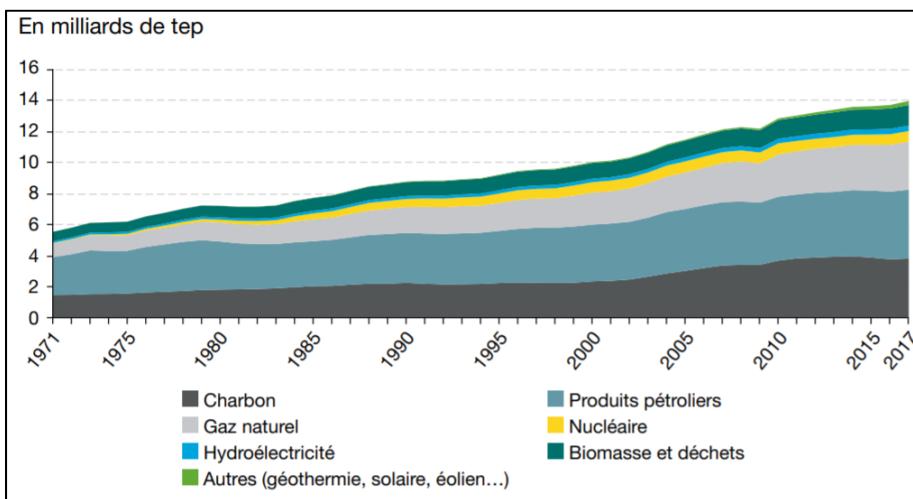


Figure 1.1 Approvisionnement mondial en énergie primaire par source
Tirée de Beck, Ribon et Riedinger (2020)

L'utilisation des ressources fossiles n'est pas sans conséquence pour l'environnement. En effet, la conversion de ces ressources en énergie est fortement émettrice de CO₂, principal gaz responsable de l'effet de serre, même si une décroissance fut observée en 2020 en raison de la pandémie mondiale de COVID-19 comme le montre la Figure 1.2 (IEA, 2020a).

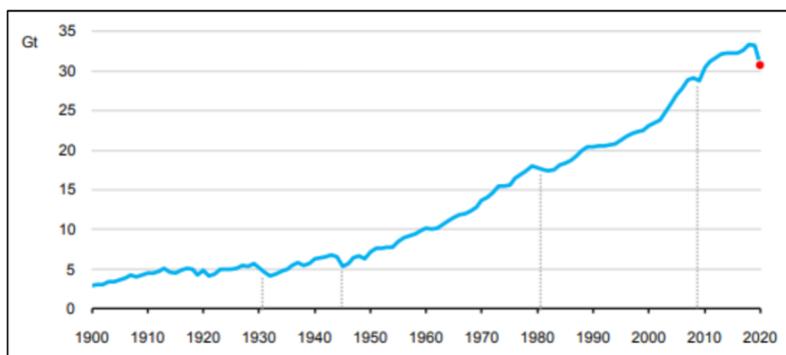


Figure 1.2 Émissions mondiales de CO₂ de 1900 à 2020
Tirée de IEA (2020)

C'est dans ce contexte que l'intégration des énergies renouvelables intermittentes est un enjeu majeur de notre siècle en tentant de concilier la réduction des émissions de GES tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement en électricité définie par l'équilibre entre l'offre et la demande.

1.1.2 Énergies renouvelables (EnR)

Il est possible de considérer qu'une source d'énergie est dite renouvelable lorsqu'elle se régénère complètement à une vitesse supérieure ou égale à celle à laquelle l'humanité la consomme. Dans ces conditions, ces ressources seront donc toujours disponibles. Les ressources renouvelables sont diverses. Le soleil en est la principale, puisque, outre son rayonnement qui provoque le réchauffement direct de la terre, il est aussi à l'origine des vents, des marées, du cycle hydrologique ou encore de la photosynthèse. Seule la géothermie est indépendante de l'action du soleil, hormis pour les premiers mètres de la croûte terrestre qui absorbe une part de l'énergie solaire qui lui parvient. Enfin, la valorisation énergétique de matières organiques constitue une dernière ressource renouvelable. L'exploitation de ces ressources permet de les convertir en énergie de différentes formes (électricité, chaleur, froid, carburant) (Rousse, 2020).

Ces EnR peuvent être divisées en six sortes distinctes (Rousse, 2020) :

- **L'énergie solaire** est directement issue des rayonnements du soleil et présente un potentiel exceptionnel. Il existe deux principales technologies de captation pour produire de l'électricité que sont les collecteurs photovoltaïques (PV) qui permettent une conversion directe en électricité et les collecteurs thermodynamiques aussi appelés concentrateurs solaires (CSP pour *Concentrated Solar Power*) qui concentrent le rayonnement solaire dans le but de chauffer un fluide caloporteur à de hautes températures pour ensuite produire de l'électricité. D'autres technologies utilisent le rayonnement solaire pour le convertir en énergie autre que l'électricité comme les collecteurs hydroniques qui captent le rayonnement solaire pour le

transmettre à un fluide caloporteur pour transporter de la chaleur ou encore les collecteurs aérauliques qui permettent de chauffer l'air. En 2019, 2,8 % de la production mondiale d'électricité était d'origine solaire PV (André et al., 2020).

- **L'énergie éolienne** est issue de la conversion de la force motrice du vent. Sa conversion à l'aide d'aérogénérateurs comme les éoliennes permet de produire de l'électricité. Cette conversion peut se faire sur terre (*onshore*) ou en mer (*offshore*).
- **L'énergie géothermique** est issue du gradient de température de la Terre. Cette énergie se décline en trois formes différentes que sont la géothermie de basse énergie qui utilise des échanges thermiques en surface pour chauffer et/ou climatiser des infrastructures, la géothermie de moyenne énergie qui puise de la chaleur dans des aquifères de très hautes températures (jusqu'à mille cinq-cents mètres de profondeur) pour du chauffage urbain ou industriel et la géothermie de haute énergie qui puise très profondément et à hautes températures ($T>150^{\circ}\text{C}$) de la vapeur sous haute pression en vue de produire de l'électricité ou de la chaleur.
- **L'énergie issue de la biomasse** désignant l'ensemble des matières organiques d'origines végétales (bois, algues, *etc.*), animales (excréments, *etc.*) ou fongiques. Il est possible de convertir cette biomasse en une source d'énergie par combustion ou par des transformations chimiques (biocarburants). La production d'électricité issue de cette énergie est en forte croissance (+9 % en 2019) (André et al., 2020).
- **L'énergie hydraulique** est issue de la conversion des mouvements de l'eau à l'aide de turbines. Cette conversion est possible à l'aide de barrages ou de centrales au fil de l'eau. Il existe également des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) utilisant des cycles pompage-turbinage pour accumuler ou convertir de l'énergie. En 2019, sur les vingt-sept mille térawattheures d'électricité produite mondialement, 15,9 % l'ont été à partir de la filière hydraulique (André et al., 2020).

- **L'énergie océanique** fait référence aux différents gisements que l'on retrouve dans le milieu marin (océans, grandes mers et très grands lacs). Cette énergie comprend différents types de ressources comme celles marémotrices (mouvement des marées), hydroliennes (courants marins), houlomotrices (vagues en surface), thermiques des mers (différence de température) ou osmotiques des mers (différence de salinité).

Certaines de ces EnR sont des énergies de stock comme la biomasse ou la géothermie et peuvent être stockées assez facilement et ne nécessitent donc pas de stockage d'appoint contrairement aux énergies de flux comme les énergies solaire, éolienne, hydraulique ou océanique. L'intermittence et les problèmes associés à ces énergies de flux sont au cœur du paragraphe suivant.

1.1.3 Cas particulier des EnRI

1.1.3.1 Définitions

L'intermittence d'une énergie renouvelable est caractérisée par son incapacité à produire de l'électricité de manière constante. C'est notamment le cas des énergies éoliennes, solaire et d'une partie des énergies océaniques (l'énergie marémotrice n'est pas intermittente). Les caractéristiques de ces énergies sont les suivantes (Bridier, 2016) :

- **Non pilotable** : Il n'est pas possible de piloter la production d'électricité à partir de ces énergies afin de répondre fidèlement à la consommation. Or, la production globale d'un pays (avec échanges éventuels) doit suivre en permanence la consommation.
- **Non assurée** : Ces énergies dépendent des conditions climatiques (vent pour l'éolien, soleil pour le solaire ou houle pour l'houlomotrice). De ce fait, l'absence de conditions favorables rend impossible la production d'électricité.

- **Fluctuantes** : Les fluctuations des installations d'EnRI sont très rapides. Le vent peut très bien avoir une intensité élevée à un moment et diminuer drastiquement quelques minutes plus tard. De ce fait, la production est directement impactée et ne peut pas être stable sur la durée.
- **Difficilement prévisibles** : Les prévisions de consommation se font essentiellement du jour pour le lendemain afin de déterminer les besoins de production. Ces dernières sont faites à partir des historiques de consommation et des prévisions météorologiques du lendemain et sont réactualisées plusieurs fois par jour et sont donc amenées à évoluer (RTE, 2021a). Elles sont essentielles afin de prévoir les cycles de marche et d'arrêt des centrales ou encore afin de gérer les stocks hydrauliques. Or, la difficulté de prévisions des EnRI rend l'optimisation du parc de production électrique plus difficile.

Les caractéristiques des EnRI présentent des problématiques concernant la production électrique et la stabilité du réseau examinées dans la partie suivante.

1.1.3.2 Problèmes rencontrés

Les caractéristiques des EnRI sont en elles-mêmes des problématiques. Il en existe bien d'autres qui concernent l'équilibre du réseau, la qualité de l'énergie du réseau et l'aspect financier de l'intégration de ces EnRI dans le réseau électrique.

- L'équilibre du réseau

Dans le but de faciliter la compréhension des problématiques engendrées par l'intégration massive d'EnRI dans le réseau électrique, il est nécessaire de comprendre comment ce dernier fonctionne. Pour ce faire, le réseau électrique français est pris pour exemple puisqu'il est documenté et que ses caractéristiques sont facilement accessibles en ligne.

La sécurité d'approvisionnement est assurée par le bon dimensionnement du parc de production, par la régulation en temps réel de la fréquence du réseau ainsi que par la maîtrise du plan de tension (RTE, 2019a).

- Le **dimensionnement du parc de production et d'effacement** doit permettre une capacité suffisante du mix électrique afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, et ce, quelle que soit la situation (périodes hivernales, vents faibles...). Ce dimensionnement doit permettre de rester sous les trois heures de défaillance annuelles. Cette défaillance est définie comme le recours aux moyens post-marchés (appels aux gestes citoyens, dégradations des marges d'exploitation...) en raison d'un déséquilibre entre l'offre et la demande. Historiquement, le parc français est surdimensionné grâce à ses centrales thermiques fossiles, mais leurs fermetures ces dernières années au profit des centrales d'EnR diminuent drastiquement les marges de sécurité du système électrique.
- La **régulation de la fréquence** en temps réel est rendue délicate par les variations permanentes de la production et de la consommation en raison de l'écart de prévision. Or, la différence entre production et consommation dans un sens ou dans l'autre entraîne une modification de la fréquence du réseau (si la production est supérieure à la consommation, la fréquence augmente et inversement). La fréquence nominale de raccordement électrique n'est pas la même dans tous les pays du monde comme le montre la Figure 1.3.

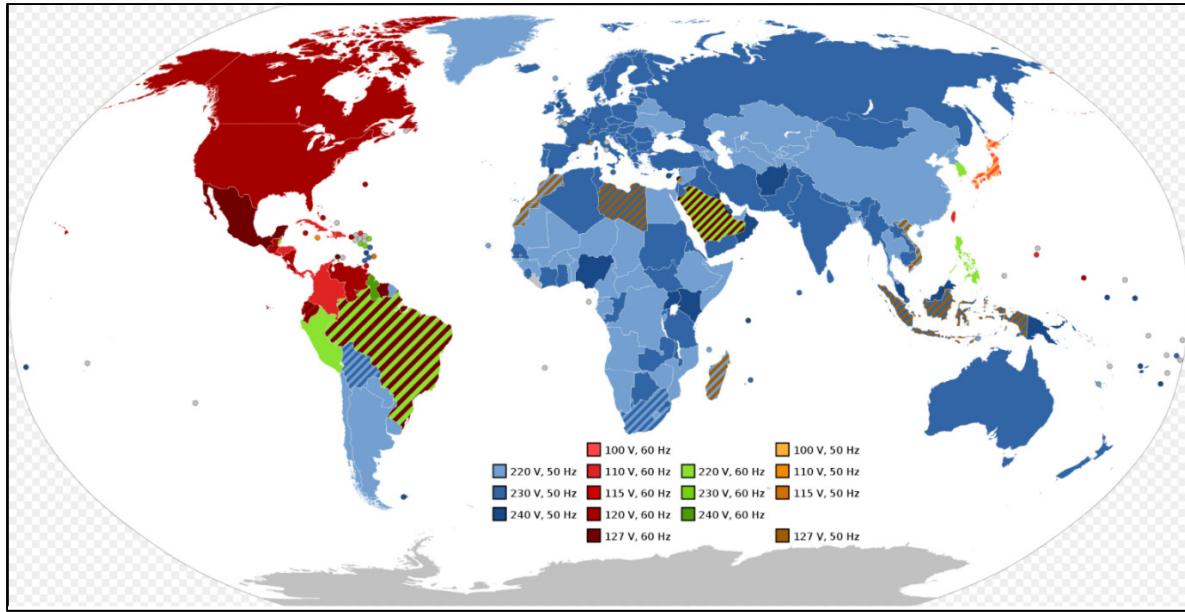


Figure 1.3 Tension et fréquence nominale de raccordement électrique dans le monde

Afin de rectifier l'équilibre, plusieurs réserves d'ajustement sont à la disposition du gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE) :

- La réserve primaire est activée automatiquement et permet de réguler la puissance injectée en moins de trente secondes (quelques secondes pour le thermique et quelques dizaines de secondes pour l'hydraulique). Cette réserve est européenne et est permise par l'interconnexion nationale européenne.
- La réserve secondaire est elle aussi activée automatiquement avec un temps de réaction situé entre trente secondes et cinq minutes. Cette réserve fait suite à la primaire en ramenant la fréquence à sa valeur nominale et est nationale.
- La réserve tertiaire s'active manuellement sur ordre de l'opérateur. Elle regroupe les moyens activables en moins de quinze minutes. Cette

réserve permet de rétablir les programmes de production des groupes pilotés impactés par l'activation des deux réserves précédentes.

Si ces réserves ne suffisent pas à stabiliser la fréquence, il est possible d'avoir recours à d'autres leviers d'exploitation comme l'interruption pendant quelques secondes de la consommation de grands consommateurs industriels. Cette situation est arrivée deux fois en 2019 sur le réseau français (10 janvier et 7 octobre (*cf. Figure 1.4*)).

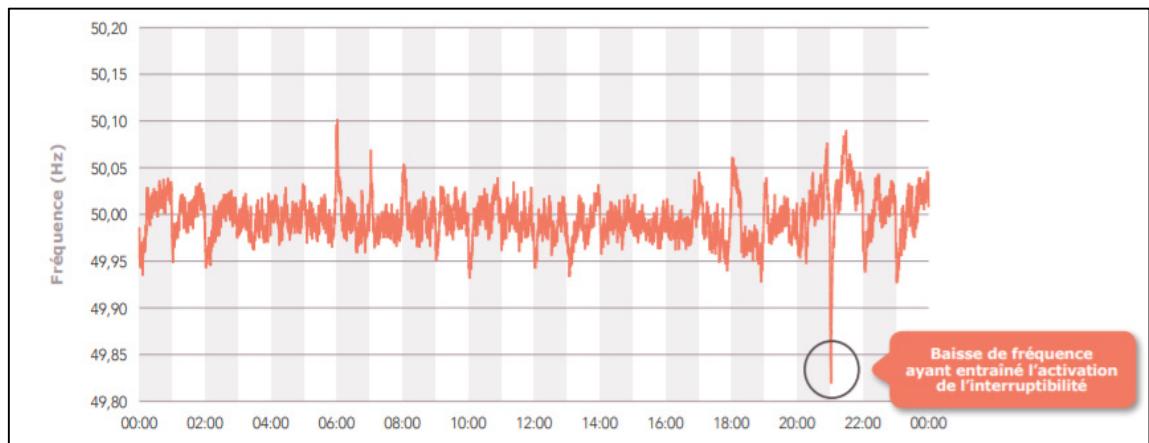


Figure 1.4 Modulation de la fréquence sur la journée du 7 octobre 2019
Tirée de RTE (2019)

L'intégration des EnRI pose donc un problème. En effet, afin de rétablir l'équilibre entre production et consommation, les systèmes éoliens ou solaires doivent être capables de modifier en temps réel leur production alors que ces derniers dépendent du vent et du soleil, respectivement. Une forte intégration de ces technologies risque donc de perturber le réseau et ce dernier aura souvent recours aux réserves d'ajustement, qui ne sont pas illimitées, dans le but de rétablir la fréquence du réseau.

- La **maîtrise du plan de tension** est assurée par les moyens de production et leur capacité à maintenir la tension du circuit. Cette tension dépend de plusieurs paramètres comme la topologie du réseau ou encore du type de réseau (transport, distribution, répartition, rural). La plupart des grands parcs d'EnRI sont raccordés au

réseau de transport. Dans ce type de réseau, les lignes aériennes ont une impédance fortement réactive. Le maintien du plan de tension réside donc dans le contrôle de la puissance réactive. La variation de tension entre les extrémités d'une ligne peut être évaluée par la formule suivante (Marin, 2009):

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (1.1)$$

Avec : ΔV : Variation de la tension entre les deux extrémités d'une ligne

V : Tension simple du nœud récepteur

R : Résistance de la ligne

X : Réactance de la ligne

P : Puissance active traversant la ligne

Q : Puissance réactive traversant la ligne

Dans le cas des lignes de transport de Très Haute Tension (THT), la réactance est largement supérieure à la résistance de la ligne ($X \geq 10R$). La formule (1.1) peut donc être simplifiée (Robyns et al., 2006):

$$\Delta V = \frac{XQ}{V} \quad (1.2)$$

Ainsi, pour éviter des variations de tension trop importante, la puissance réactive traversant la ligne doit être limitée. Une solution à ce problème consiste à produire cette dernière près des charges afin de compenser la consommation et de réduire la puissance réactive traversant la ligne. Pour le cas des éoliennes connectées au réseau de transport, il leur est également demandé de régler leur puissance réactive pour participer à la régulation de la tension. Toutefois, il existe des variations régulières de tension appelées flicker principalement dû aux limites mécaniques des éoliennes (*pitch control*) ainsi qu'aux fluctuations du vent. Pour limiter l'impact sur le réseau, la turbine et le réseau doivent être dissociés à l'aide d'électronique de puissance (Robyns et al., 2006).

- La qualité de l'énergie du réseau

Une intégration importante d'EnRI dans le réseau électrique ne doit pas être préjudiciable pour la qualité de l'énergie transportée par ce réseau. Il est ainsi prépondérant de conserver des performances en matière de qualité du réseau proche de celles des centrales conventionnelles dans le but de faciliter l'intégration des EnRI. La norme internationale IEC 61400-21 (IEC, 2008) définit les critères de mesures et d'évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau que sont les harmoniques, les creux de tension ainsi que les fluctuations de tension.

- Les **harmoniques** sont définies comme des perturbations de la qualité d'une onde due à des charges non-linéaires. Ces harmoniques proviennent des systèmes d'électronique de puissance présent dans les parcs d'EnRI et constituent une pollution de la forme de l'onde de tension générée par ces parcs. L'intensité de ces harmoniques est très variable et dépend notamment des technologies ainsi que des algorithmes de commande des convertisseurs de puissance utilisés.
- Les **creux de tension** correspondent à une « diminution brusque et temporaire de la tension de fourniture à une valeur inférieure à 90 % de la tension d'alimentation déclarée » (RTE, 2009). Ces derniers sont caractérisés par leur durée totale (durée pendant laquelle la tension est en dessous de 90 % de la tension d'alimentation) et leur tension résiduelle minimale atteinte pendant la durée de la perturbation qui sont représentés sur la Figure 1.5. La présence de creux de tension sur le réseau, dont la durée est mesurée en ms (Figure 1.5), peut provoquer des microcoupures et altérer le bon fonctionnement d'appareils électriques. Or, les EnRI sont très sensibles à ces creux de tension entraînant la déconnexion de la production lorsque ces phénomènes se produisent, ce qui aggrave le déséquilibre entre la production et la consommation. Le risque final est de mener à des incidents majeurs (Robyns et al., 2006).

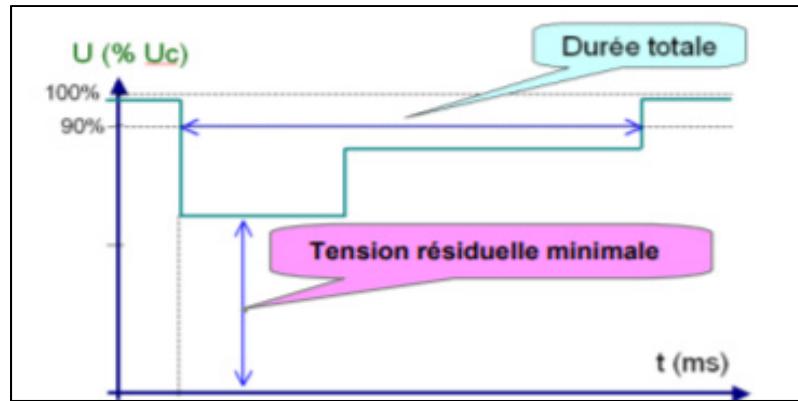


Figure 1.5 Caractéristiques d'un creux de tension
Tirée de RTE (2009)

Pour tenter d’atténuer les effets de ces creux de tension sur la déconnexion des centrales éoliennes, RTE a défini un gabarit (Figure 1.6) et demande que les éoliennes restent connectées tant que les creux de tension sont supérieurs à ce dernier (Robyns et al., 2006).

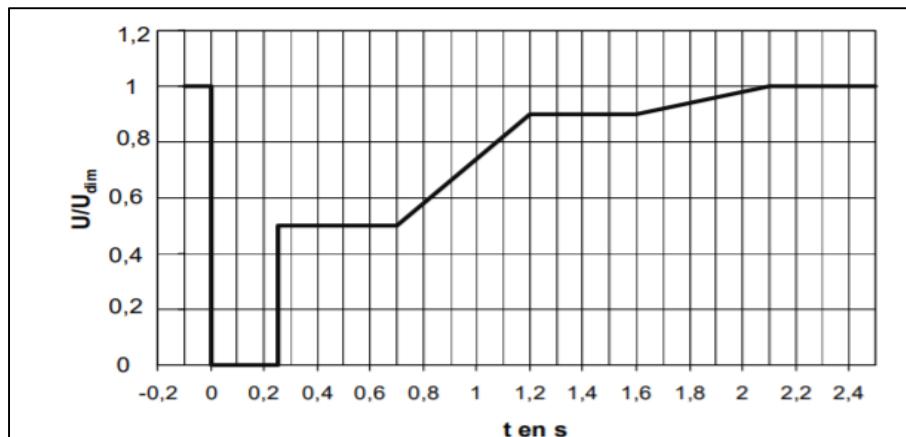


Figure 1.6 Gabarit de tension que doivent respecter les éoliennes connectées au réseau
Tirée de Robyns et al. (2006)

- Les **fluctuations de tension** sont aussi connues sous le nom de papillotement. Ce sont des fluctuations faibles et rapides de la valeur efficace de la tension. Ce phénomène peut entraîner des variations d’intensité d’éclairage et se produit principalement dans

les réseaux ruraux. Les parcs éoliens sont responsables de ces papillotements avec des oscillations de puissance d'une fréquence triple de la vitesse de rotation des pales de l'éolienne. Ce phénomène est une barrière supplémentaire à l'implantation des EnRI (l'éolien en l'occurrence) dans le mix électrique (Bendl, Chomat et Schreier, 2005).

- Aspects financiers

Une autre problématique de l'intégration nouvelle des EnRI dans le mix électrique est cette fois-ci financière. Les fluctuations de production des énergies d'origine intermittentes entraînent des coûts supplémentaires de réglage et de capacités supplémentaires de production déterminé par le crédit de capacité (CC) des EnRI. Cette intégration a également une répercussion sur le marché de l'électricité.

- Les **coûts de réglage** sont nécessaires lorsque des centrales d'EnRI sont ajoutées sur le réseau électrique. En effet, la difficulté de prédiction de production de ces dernières nécessite des besoins de réglages plus importants que pour les centrales conventionnelles pour assurer l'équilibre du réseau. De ce fait, la réserve primaire, secondaire et même quelquefois tertiaire, dans les cas où il n'y a pas de vent ou de soleil, seront plus souvent sollicitées. Ces coûts comprennent le renforcement du réseau (*grid costs*), les coûts d'équilibrage des écarts à la production (*balancing costs*) et les coûts supplémentaires de capacités de production. Ces derniers, aussi appelés *profil costs* sont majoritaires et proportionnels au taux de pénétration des EnRI et augmentent notamment de 0,5€/MWhe par pourcentage d'augmentation du taux de pénétration de l'éolien (jusqu'à 40 %). Ces coûts sont négligeables pour de faibles taux de pénétration d'EnRI et augmentent avec ce dernier. Ces coûts sont plus faibles pour les systèmes électriques principalement basés sur l'hydraulique (Hirth, Ueckerdt et Edenhofer, 2014).

- Le **crédit de capacité** d'une installation est défini comme la « part de la nouvelle capacité installée qui peut remplacer la capacité des moyens de production classiques (pilotable) sans mettre en danger la sûreté de fonctionnement du réseau (en %) » (Rousse, 2020). Les EnRI sont crédités de faible crédit de capacité du fait de leur intermittence. Les coûts liés à leur intermittence sont d'ailleurs liés à ce crédit de capacité et sont définis comme étant les coûts nécessaires et additionnels de la capacité de production permettant de maintenir la sûreté de fonctionnement du système (*profil costs*). Ainsi, un faible crédit de capacité entraîne des coûts d'intermittences élevés. Ce facteur de capacité peut être mis sous la forme d'une équation dépendant notamment du taux de pénétration de la technologie étudiée. Par exemple, dans le cas de l'éolien, le crédit de capacité est défini de la façon suivante (Voorspools et D'haeseleer, 2005):

$$\text{si } x > 1\% : \quad (1.3)$$

$$CC = \frac{U}{V + \delta} \left(\frac{FC_{éolien}}{R_{système}} \right) (1 + W\delta \exp(-Y(V + \delta)(x - 1)))$$

$$\text{si } x \leq 1\% : \quad (1.4)$$

$$CC = \frac{U}{V + \delta} \left(\frac{FC_{éolien}}{R_{système}} \right) (1 + W)$$

Avec :	x	le taux de pénétration de l'éolien (en % de la demande de pointe)
	$FC_{éolien}$	le facteur de capacité du système
	$R_{système}$	la fiabilité des centrales conventionnelles (souvent pris égal à 85 %)
	δ	le coefficient de dispersion (0 pour une dispersion parfaite et 1 pour une dispersion nulle)
	U, V, W et Y	sont déterminés en vue d'obtenir la meilleure corrélation

Il est ensuite possible de simuler les crédits de capacité des différentes centrales de production d'électricité. La Figure 1.7 montre les résultats obtenus dans le cas du mix

français principalement basé sur le nucléaire en prenant un taux de pénétration de l'éolien et du solaire de 16 % (Cany, 2017) :

GWe	Crédits de capacité
Nucléaire	97%
Hydraulique	97%
CCGT	97%
Energies renouvelables thermiques	97%
Pointe OCGT	97%
Eolien terrestre	6%
Eolien en mer	10%
Solaire	0,4%

CCGT : Centrale à gaz à cycle combiné (*Combined cycle gaz turbine*)

OCGT : Turbine à combustion au gaz (*Open gas turbine*)

Figure 1.7 Crédit de capacité de plusieurs types de centrale électrique
Tirée de Cany (2017)

Ainsi, en France, une réduction des capacités du nucléaire doit être compensée par une augmentation de capacité d'OCGT, car le potentiel hydraulique est déjà exploité à sa pleine capacité. Cette augmentation est nécessaire pour passer les pointes de consommation hivernales du fait du faible crédit de capacité des EnRI (Cany, 2017).

Il est intéressant de noter que dans le cas de l'éolien, pour de faibles taux de pénétration, le crédit de capacité est sensiblement égal au facteur de charge (Gomez, 2012). Pour le cas du solaire PV, le crédit de capacité est beaucoup plus faible. Il diminue lorsque le taux de pénétration du solaire PV augmente comme le montre la Figure 1.8 (Ueckerdt, Brecha et Luderer, 2015). Cette figure montre que le crédit de capacité du solaire (en rouge) est beaucoup plus important en Indiana qu'en Allemagne à pénétration égale, et ce, parce que la capacité installée y est plus faible. L'inverse se produit pour l'éolien (en bleu). On note enfin que pour les deux territoires et les deux technologies le crédit de capacité chute avec le taux de pénétration de celles-ci.

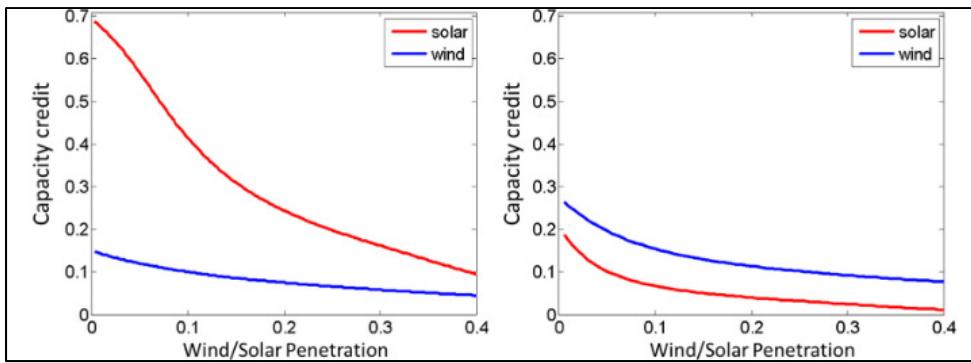


Figure 1.8 Crédit de capacité du solaire PV et de l'éolien

en Indiana et en Allemagne

Tirée de Ueckerdt, Brecha et Luderer (2015)

La Figure 1.8 montre donc, quel que soit le type d’EnRI, que le crédit de capacité diminue avec son taux de pénétration. Cependant, il faut ajouter que ce dernier dépend toutefois du mix énergétique existant. En effet, l’ajout de capacités intermittentes ne sera pas aussi bien comblé par des centrales hydroélectriques, par des centrales à charbon ou par des centrales nucléaires. L’intégration d’EnRI est donc fortement conditionnée par les capacités de production capable de combler les écarts de production des EnRI. Ce point fait l’objet de la section 1.5 de cette revue de littérature.

Le coût global de l’intégration des EnRI dans le mix électrique est situé entre 35 et 50 % des coûts de production pour un taux de pénétration situé entre 30 et 40 % (Hirth, Ueckerdt et Edenhofer, 2014).

- L’intégration des EnRI dans le mix électrique a également un impact direct sur le **marché de l’électricité**. Les coûts actualisés (LCOE pour *Levelized Cost Of Energy*) de certaines EnRI (éolien onshore, solaire PV) sont beaucoup plus faibles que ceux des centrales thermiques conventionnelles (charbon, gaz, fioul) (Figure 1.9) (IEA, 2020b).

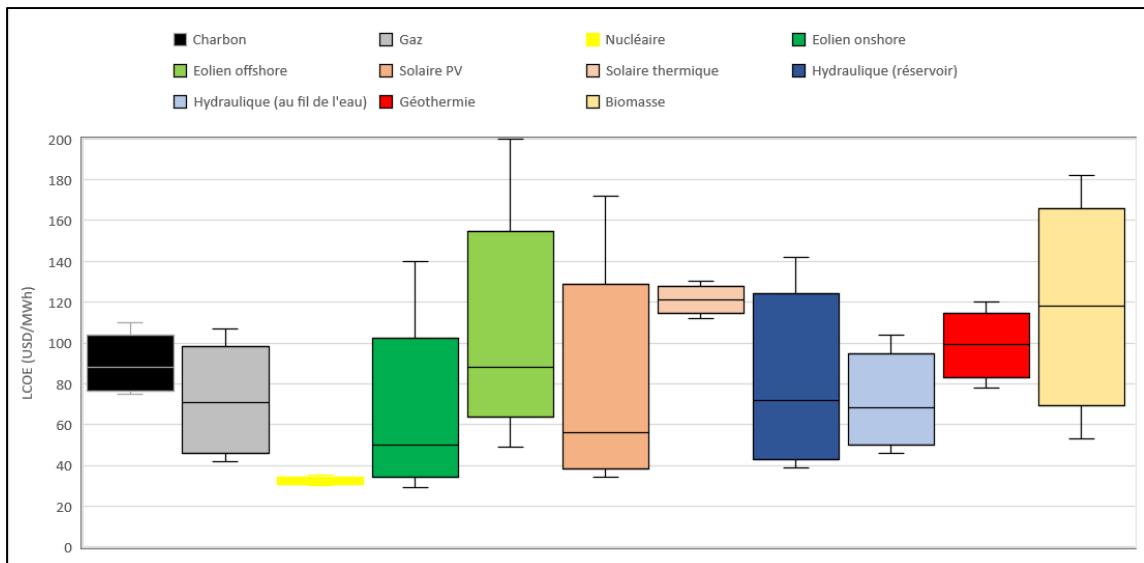


Figure 1.9 LCOE des différentes sources de production d'électricité
Tirée de IEA (2020)

Les EnRI sont considérées comme des moyens de production fatals et sont donc les premières ressources appelées au même titre que l'hydraulique au fil de l'eau. Lors de l'ajout d'EnRI sur le marché de l'électricité, ces dernières font donc déplacer la courbe d'offre vers la droite de la Figure 1.10. Or, c'est l'intersection entre la courbe d'offre et celle de demande qui définit le prix de l'électricité. En raison du décalage de la courbe d'offre, l'intersection se fera donc à des prix de marché plus faible. L'augmentation de production à partir d'EnRI diminue donc le prix de vente de l'électricité. Les moyens de production plus coûteux, comme les centrales à fioul, interviendront donc uniquement lorsque la demande sera plus importante, comme pour la courbe D2 (Vassilopoulos, 2007).

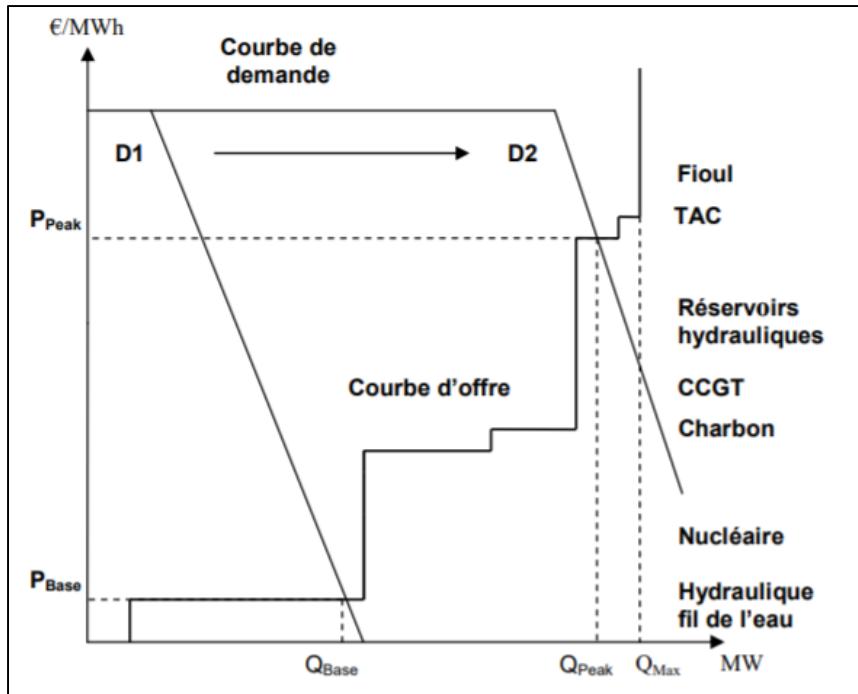


Figure 1.10 Courbes de l'offre et de la demande d'électricité
Tirée de Vassilopoulos (2007)

La répercussion de l'intégration des EnRI sur le tarif de l'électricité dépend également de la composition initiale de ce mix. Pour les mix principalement nucléaire ou hydraulique, la chute des prix de l'électricité sera moindre que pour un mix essentiellement thermique.

Bien que ces énergies aient des coûts de fonctionnement et de maintenance relativement faibles, leur intégration en masse dans le mix électrique pose des problèmes de stabilité du marché de l'électricité. Les impacts financiers de cette intégration se font principalement sentir à court terme sur le marché d'équilibrage. Pour comprendre ce qu'est le marché d'équilibrage, il est nécessaire d'examiner le fonctionnement du marché de l'électricité. Ce dernier est constitué de plusieurs phases résumées sur la Figure 1.11 (Gomez, 2012).

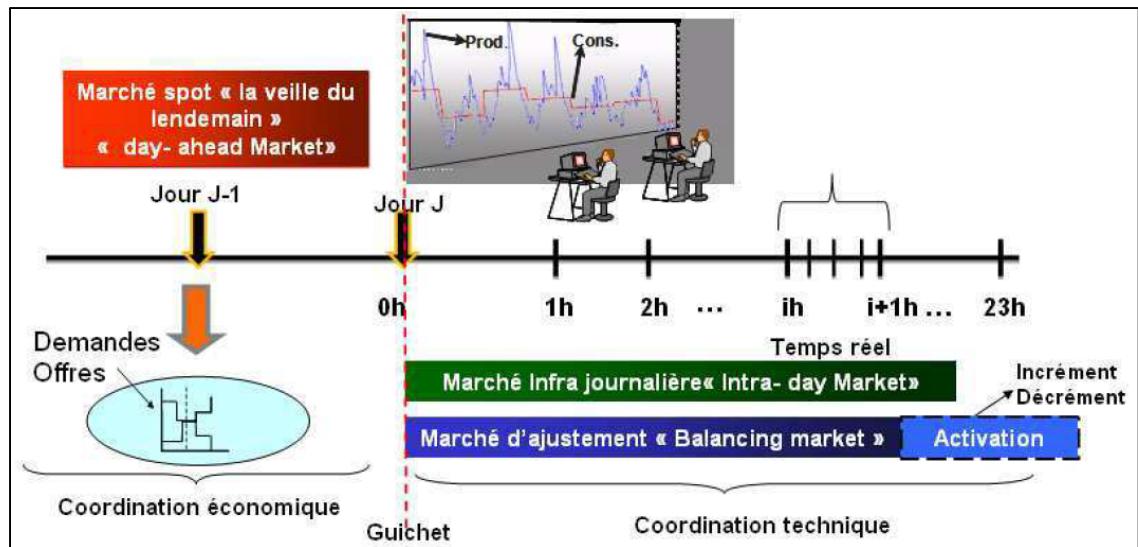


Figure 1.11 Fonctionnement bourse de l'électricité
Tirée de Gomez (2012)

La première phase est le marché spot « la veille du lendemain » (*day-ahead*) ayant lieu au jour J-1 et durant laquelle les offres de production et de demande sont faites. Ces offres dépendent de plusieurs paramètres comme des conditions météorologiques, des capacités de production des centrales électriques, des contraintes techniques... L'organisme de gestion de ce marché reçoit tous les moyens de production des différentes centrales électriques françaises et établit son planning de production. C'est lors de cette phase que les prix de vente de l'électricité par tranche horaire du lendemain sont définis (Puissant, 2021).

Cependant, il se peut que les prévisions de la veille soient légèrement différentes de la consommation réelle. Les marchés « infra-journaliers » (*Intra-day market*) permettent donc de modifier les programmations des centrales électriques dans le but de rectifier ces écarts. Ces marchés ont lieu jusqu'à une heure avant la livraison. Les producteurs peuvent également proposer de nouvelles offres afin de minimiser les écarts futurs.

Les écarts en temps réel sont eux rectifiés par les mécanismes de réglage (primaire, secondaire, tertiaire) vu précédemment. Si ces derniers ne suffisent pas, le marché

d'équilibrage permet de rectifier ses écarts en activant des réserves de production ou d'effacement. Si la production est supérieure à la consommation (surproduction), l'effacement d'une partie de la production doit permettre de limiter les écarts. Dans le cas inverse, il est nécessaire de faire appel aux réserves ou aux centrales en service pour augmenter la production (difficile dans les cas des EnRI).

Les producteurs d'EnRI sont davantage soumis aux erreurs de prévision que les productions de centrales conventionnelles. En participant à ce marché de l'électricité, les producteurs risquent de recevoir des pénalités en cas d'erreur sur leur production. Les producteurs ne sont donc pas assurés d'être rémunérés à hauteur de leurs ventes sur le marché « *Day-ahead* » comme le montre la Figure 1.12 dans le cas d'une centrale éolienne (Foucault, 2016).

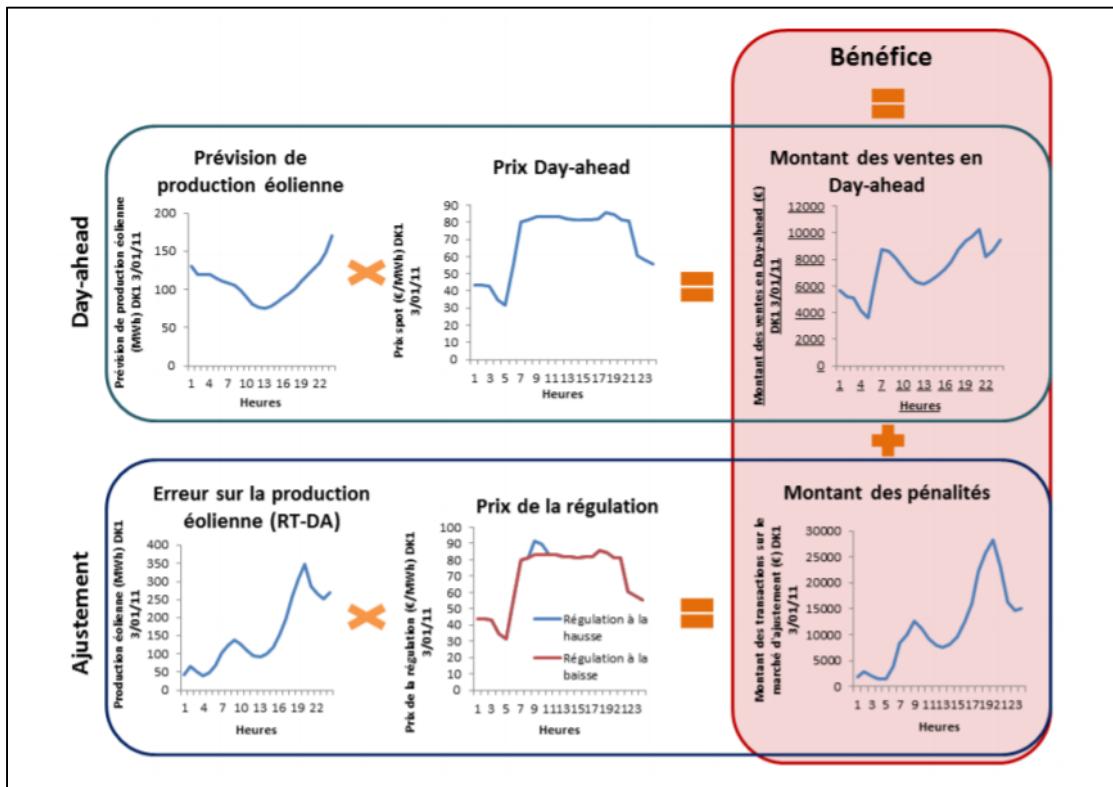


Figure 1.12 Rémunération d'une centrale éolienne
Tirée de Foucault (2016)

Il faut rappeler, avant de clore cette section, que cette discussion n'a trait qu'au marché français et aux autres marchés intégrés qui incluent dans leur tarification variable les mécanismes discutés plus haut.

Les limites à l'intégration des EnRI ont fait l'objet de cette section. Toutefois, certaines solutions et alternatives à leur intégration existent dans la littérature et sont présentées dans la section suivante.

1.2 Technologies existantes

1.2.1 Prévisions

Les EnRI sont fortement dépendantes des conditions météorologiques. L'intégration de ce type d'énergie dans le réseau nécessite donc d'avoir des outils de prévision météorologique assez performants dans le but de faciliter la tâche des différents acteurs. Cette aide est essentielle à différentes échelles (Le Journal de l'éolien, 2020) :

- **Le choix de l'emplacement du projet** est conditionné par la ressource disponible à cet endroit. Cette ressource peut être établie sur des périodes relativement longues dans le but de déterminer la production électrique et donc les revenus financiers potentiels.
- Plusieurs phases lors de la **construction d'une éolienne** sont particulièrement délicates comme la fixation de la turbine sur le mât ou celle des pales au rotor. Les prévisions peuvent ici être un allié de taille pour définir le moment opportun pour réaliser ces tâches et ainsi prendre le moins de risque possible.
- **La prévision de la production** doit être faite à des échéances de vingt-quatre heures par les exploitants des sites. Pour éviter le plus possible les écarts entre prévision et production et donc les pénalités financières s'y rattachant, les outils de prévisions météorologiques leur sont d'une grande aide.

- Sur de plus grandes amplitudes temporelles (jusqu'à trois jours), les outils de prévisions peuvent être utiles pour **gérer la production** d'EnRI et de permettre au gestionnaire de réseau de mobiliser les bons moyens de production dans le but de maintenir l'équilibre du réseau.

L'intérêt de ces outils de prévisions grandissant avec l'intégration des EnRI, de nombreuses recherches s'intéressent aux différents moyens de prévisions. Les prédictions à base de méthodes numériques, d'approches statistiques linéaires ou de réseau de neurones sont les plus utilisées (Ssekulima et al., 2013). Parmi les méthodes numériques, certaines méthodes semblent plus fiables (Dione, 2020):

- Le **modèle GFS** (*Global Forecast System*) utilise des centaines de variables atmosphériques et de terrains et couvre le monde entier. La résolution de cette méthode est de 0.25° en latitude et en longitude, soit environ $28\text{km} * 18\text{km}$. L'horizon de prévision peut aller jusqu'à dix jours. Les données obtenues grâce à cette méthode sont les composantes Est-Ouest (U) de la vitesse du vent, celles Nord-Sud (V) à quatre-vingts et à cent mètres au-dessus du sol ainsi que l'irradiation solaire par exemple. Ces prévisions sont faites quatre fois par jour.
- Le **modèle ECMWF** (*European Center for Medium-Range Weather Forecasts*) a une résolution de 0.125° en latitude et en longitude, soit environ $13.8\text{km} * 8.9\text{ km}$. Comme pour la méthode précédente, quatre prévisions sont faites par jour avec un horizon de prévision pouvant aller jusqu'à dix jours. Les données obtenues sont U et V à dix et cent mètres au-dessus du sol, ainsi que l'irradiation solaire.

La comparaison de ces deux méthodes avec des données obtenues à l'aide d'un pylône de mesures montre que le modèle ECMWF, avec maillage spatial plus raffiné, est le meilleur des deux modèles étudiés (Figure 1.13, (Dione, 2020)). Cette comparaison est basée sur la détermination des erreurs absolues linéaires (présentées en ordonnées) pour chaque pas de temps (entre 24h et 47h après la prévision). Les erreurs de prévision sont de plus en plus

importantes à mesure que l'horizon de prévision augmente. Ces prévisions sont issues d'une initialisation à minuit et commencent trois heures après minuit.

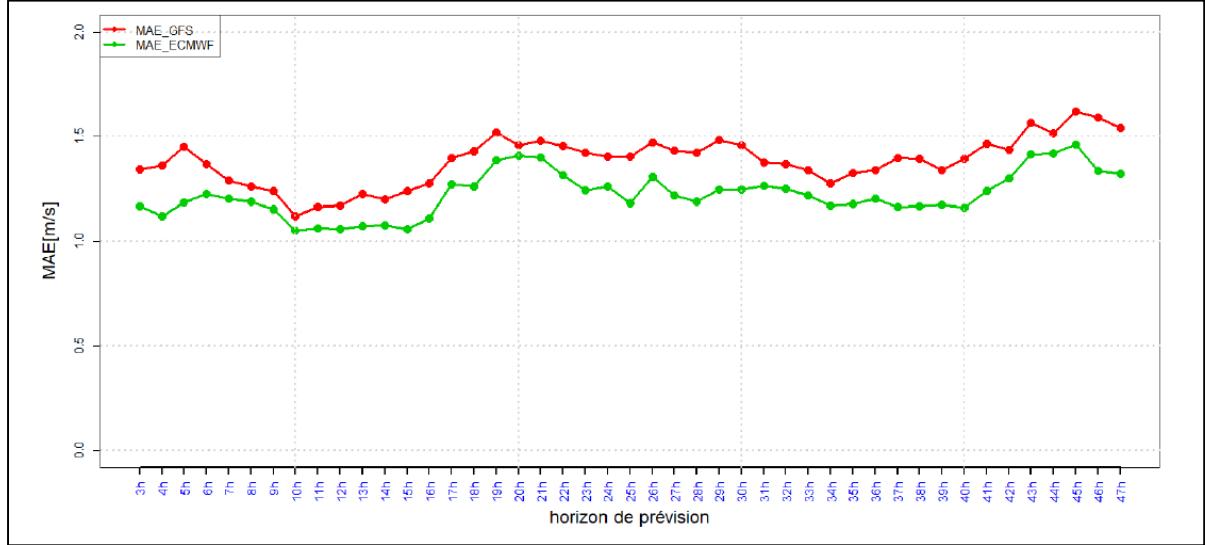


Figure 1.13 Comparaison des deux méthodes étudiées
Tirée de Dione (2020)

De la même façon, de nombreux autres modèles permettent d'estimer les ressources solaires (isotropique, Hays Davies Klucher Reindl (HDKR), Perez...) mais ne sont pas présentés dans cette revue de littérature. Les données obtenues à la sortie de ces modèles sont ensuite utilisées pour alimenter un algorithme dans le but de déterminer la production du parc EnR (solaire ou éolien). Encore une fois, plusieurs méthodes existent, mais le cadre statistique reste le même pour chacune de ces méthodes. Le but est de prédire une variable Y (la production du parc) à partir de p variables d'entrées $X = (X_1, X_2, \dots, X_p)$ tout en limitant les erreurs ϵ selon le schéma suivant :

$$Y = f(X) + \epsilon \quad (1.5)$$

La Figure 1.14 (Dione, 2020) compare différentes méthodes de calcul de prévision de production. L'erreur absolue linéaire entre la réalité et les prévisions, présentée en ordonnée, est située entre 6 et 10 % de la puissance fournie pour le parc en question sur l'horizon de

prévision déterminé (en abscisse). Les erreurs sont plus importantes à mesure que l'horizon de prévision augmente, ce qui est principalement dû à la moins bonne fiabilité des prévisions météorologiques sur cette même plage horaire. Les prévisions sont également plus exactes pendant la nuit (horizon de prévision entre 24h et 30h).

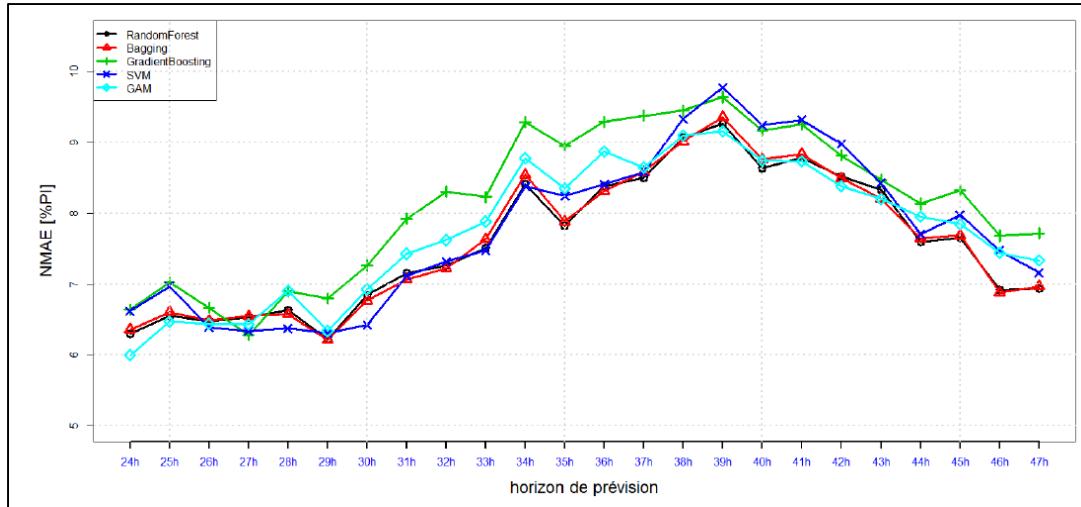


Figure 1.14 Comparaison des méthodes de prévision de production
Tirée de Dione (2020)

Quelles que soient les méthodes utilisées, les prévisions ne correspondent pas exactement à la production. Il est donc délicat pour les producteurs d'électricité de déterminer précisément à l'avance la production des journées à venir.

1.2.2 Interconnexions

L'intégration des EnRI peut également être favorisée par l'interconnexion des réseaux nationaux. Cette interconnexion permet de mutualiser l'ensemble des centrales de production électrique pour les pays frontaliers. Cette mutualisation permet de réduire les coûts relatifs à l'intégration des EnRI en ayant plus de moyens de production flexibles capables de pallier l'intermittence (CRE, 2019). Le cas du marché de l'électricité européen en est un bon exemple. Ce réseau est l'un des plus vastes du monde avec plus de trois cent mille kilomètres de lignes électriques permettant d'alimenter en électricité plus de six-cents millions

d'Européens. Cette interconnexion a notamment permis, fin janvier 2019, de couvrir les pics de consommation de la France en important l'électricité produite par les pays voisins (RTE, 2020). Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la Commission européenne a fixé comme objectif d'atteindre une interconnexion minimale de 15 % de la capacité installée de production dans chaque État membre d'ici 2030 (Commission européenne, 2019). Plusieurs grands projets voient donc le jour comme le projet d'interconnexion Golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne longue de trois cent soixante-dix kilomètres et presque intégralement sous-marin ou le projet Celtic entre la France et l'Irlande d'une longueur de cinq cent soixantequinze kilomètres permettant de mettre fin à l'isolement électrique de l'Irlande avec l'Europe continentale (RTE, 2020).

Sur le plan mondial, la Chine espère construire un réseau interconnecté principalement alimenté par des EnR à l'aide de lignes UHT. Cette idée a été soumise par le président chinois Xi Jinping en 2015 lors d'un sommet des Nations unies. Le projet Global Energy Interconnexion (GEI) a pour objectif de permettre le transport et la consommation d'EnR dans le monde entier. En 2070, dix-huit lignes UHT devraient être réparties sur l'ensemble de la planète d'une longueur totale de cent-soixante-dix-sept mille kilomètres. Ce plan comporte les étapes suivantes :

- 2035 : La Chine est interconnectée avec les pays frontaliers et son réseau national est développé et efficace. L'Asie, l'Europe et l'Afrique couplent leur réseau pour arriver à une capacité de 280 GW.
- 2050 : Tous les continents sont interconnectés portant la capacité maximale à 720 GW.
- 2070 : Le réseau passant par l'Arctique permet de finaliser l'interconnexion internationale en portant la capacité maximale à 1,25 TW.

Le réseau mondial imaginé par le projet GEI est représenté sur la Figure 1.15 (Gendron et Ahajjam, 2020).

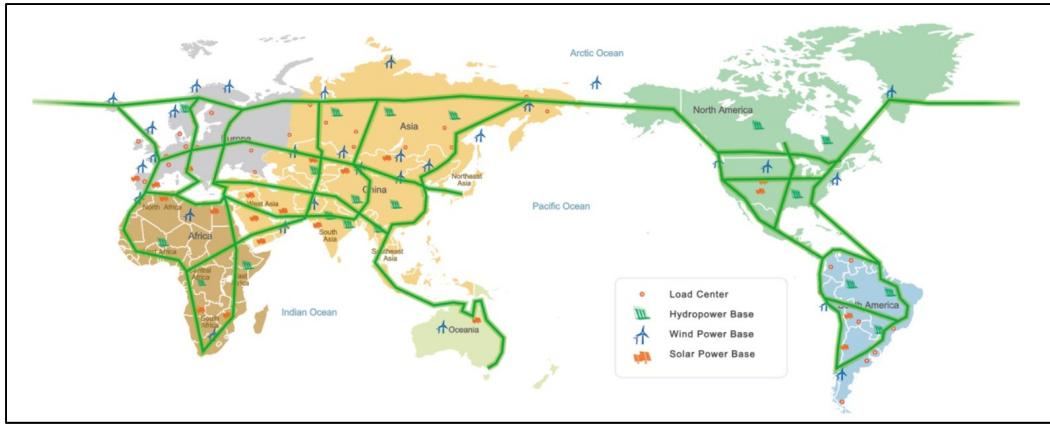


Figure 1.15 Réseau mondial du projet GEI
Tirée de Gendron et Ahajjam (2020)

Les investissements récents de la Chine en Europe dans le domaine de l'énergie montrent la volonté de la Chine de mener à terme ce projet. Dans son rapport, la Commission européenne voit en ce dernier une bonne façon d'augmenter la part des EnR dans le mix électrique mondial. Elle présente toutefois quelques recommandations quant à l'itinéraire de ces lignes. Afin de s'affranchir le plus possible des demandes de permis et des restrictions nationales, les lignes devront parcourir le moins de pays possible. Elles devront également éviter les zones de conflits afin de sécuriser cette dernière (Ardelean et Minnebo, 2017). Ce projet semble pour le moment utopique au regard des contraintes techniques, économiques et géopolitiques. Le coût du projet est évalué à trente-huit mille milliards de dollars. Ce projet pose aussi le problème de la dépendance énergétique envers la Chine avec les nombreux investissements en Afrique, Europe et Asie du Nord-Est. La Chine pourrait ainsi devenir une superpuissance dans le domaine de l'électricité (Gendron et Ahajjam, 2020).

1.2.3 Foisonnement

1.2.3.1 Foisonnement spatial

L'interconnexion entre les pays frontaliers peut également permettre d'utiliser le foisonnement spatial comme moyen d'intégration des EnRI. Ce principe réside sur le fait que si la ressource éolienne ou solaire est peu importante à un endroit donné, elle le sera plus à un

autre. À grande échelle, le foisonnement au niveau national ou même continental pourrait être un atout à l'intégration des EnRI. La Figure 1.16 montre la production photovoltaïque au cours d'une journée type. Une installation isolée (bleu) aura de plus fortes variations de production que celle régionale (vert) ou nationale (violet) (Direction générale de l'énergie et du climat, 2014).

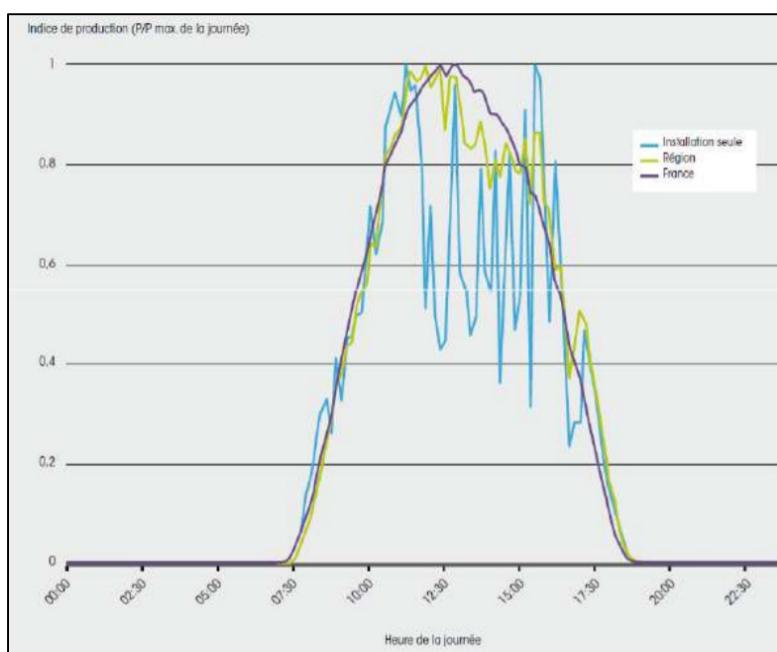


Figure 1.16 Effet du foisonnement spatial pour le PV
Tirée de Direction générale de l'énergie et du climat (2014)

Toutefois, il est nécessaire d'avoir des ressources permettant une production constante sur la durée et c'est sur ce sujet que les avis divergent quant à la fiabilité et l'efficacité du foisonnement spatial. La Figure 1.17 montre la puissance injectée sur le réseau par les éoliennes européennes entre septembre 2010 et mars 2011. Le maximum de la puissance injecté dépasse légèrement les 60 % de la puissance totale installée (65 GW) alors que le minimum se trouve être autour de 4 % (Jancovici, 2014).

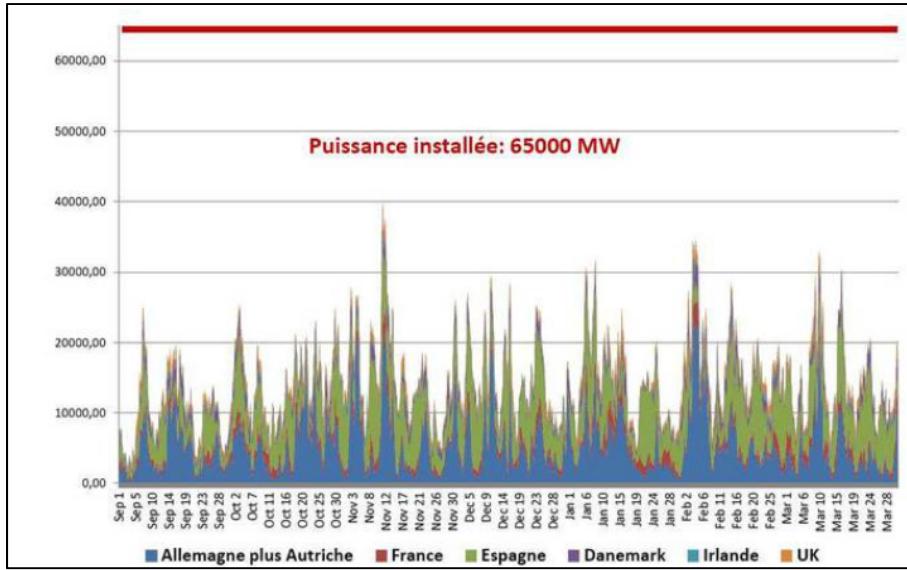


Figure 1.17 Foisonnement éolien européen
Tirée de Jancovici (2014)

Ces grandes variations montrent qu'il est impossible de recourir à la seule utilisation du foisonnement spatial comme moyen d'intégration des EnRI.

1.2.3.2 Foisonnement technologique

L'alternative de la combinaison du foisonnement spatial et technologique pourrait être une solution. Cet autre type de foisonnement consiste à coupler les productions de différentes EnRI afin de compenser leur intermittence. Il est par exemple possible de coupler l'éolien et le solaire PV, car lors d'épisodes de faible ressource solaire (la nuit), la ressource éolienne peut s'avérer intéressante pour combler ce manque et inversement. Certaines études intègrent dans leur scénario de production 100 % renouvelables l'éolien offshore, car avec un facteur de charge double de l'éolien terrestre, l'éolien offshore permet plus de stabilité et donc moins d'intermittence (Kies et al., 2015), (ADEME, 2015). En effet, au niveau européen, un mix électrique 100 % renouvelable principalement basé sur l'éolien offshore est celui qui nécessite le moins de capacité de stockage (Kies et al., 2015). La combinaison de ces trois EnRI permet de diminuer les épisodes de faible production. La Figure 1.18 montre le nombre de cas annuel où la production moyenne est passée sous la barre des 10 % de la capacité

installée (facteur de charge inférieur à 0,1) pendant quarante-huit heures entre 1995 et 2005 en Allemagne et en fonction du foisonnement technologique (Deutscher Wetterdienst, 2018).

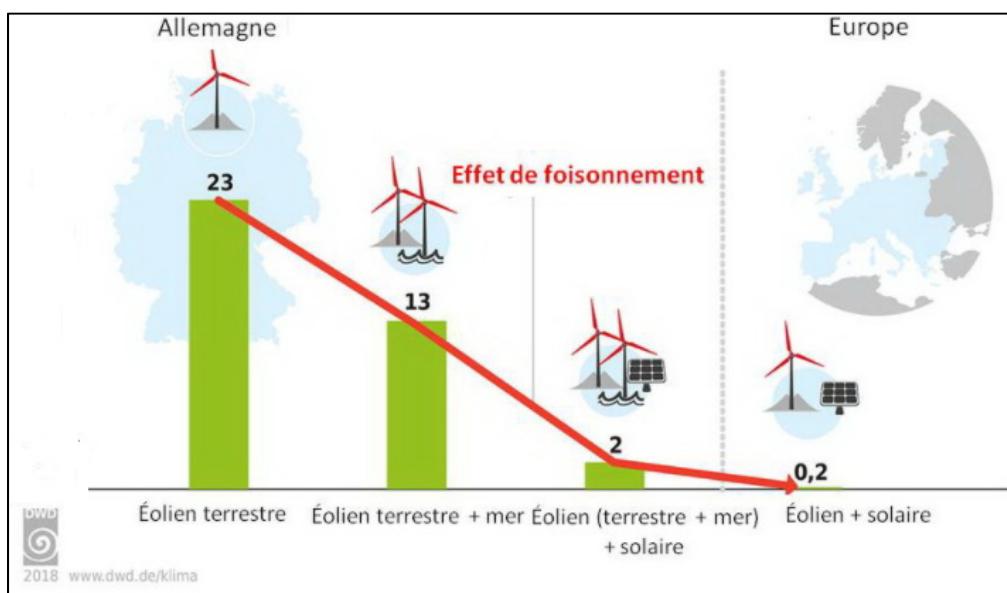


Figure 1.18 Foisonnement technologique en Allemagne
Tirée de Deutscher Wetterdienst (2018)

L’effet du foisonnement technologique est ici marqué par la chute du nombre de cas de faible production à mesure que des technologies différentes sont couplées. À noter que la combinaison du foisonnement technologique et spatial diminue encore plus le nombre d’éisodes de faible production (0,2 cas pour l’Europe soit dix heures par an) (Deutscher Wetterdienst, 2018). Il est toutefois important de noter que ces épisodes correspondent à de faibles productions pendant quarante-huit heures consécutives et que les cas de faibles productions de quelques minutes sont bien plus nombreux. Ainsi, le foisonnement à lui seul ne permet pas de s’affranchir des autres moyens de production pilotables.

1.2.4 Surproduction

Les technologies présentées précédemment ne permettent pas, à elles seules, d'assurer l'équilibre du réseau (équilibre entre la consommation et la production électrique). Pour satisfaire cet équilibre, le stockage et les moyens de production pilotables, respectivement étudiés dans la partie 1.3 et 1.5, sont utilisés. Dans le but de s'affranchir le plus possible des moyens de production pilotables souvent à base de ressources fossiles, il est nécessaire de disposer de capacités de stockage très importantes. La surproduction semble être une solution pour diminuer les capacités de stockage nécessaires à l'équilibre du réseau. Toutefois, l'augmentation de la surproduction induit l'augmentation des coûts de la production d'origine renouvelable intermittente. Ces coûts augmentent plus rapidement que les coûts du stockage ne diminuent. Il est donc nécessaire de trouver un juste-milieu pour ne pas voir les coûts de production flamber en contrepartie d'une capacité de stockage nécessaire moindre. Il a été montré que pour minimiser le coût de production française d'origine renouvelable intermittente, une surproduction située entre 10 et 19 % est optimale. Au contraire, si l'on veut minimiser la capacité de stockage, une surproduction d'environ 200 % est nécessaire. La première optimisation concernant le coût de production permet de satisfaire 50 % de la demande d'électricité française à partir d'EnRI (Lassonde, 2018). Dans son rapport sur la possibilité d'un mix français 100 % renouvelable, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) évoque une surproduction inévitable due aux moyens de production principalement non pilotable de la filière renouvelable. Cette surproduction s'élève à 14 % (production de 482 TWh pour une consommation de 422 TWh), ce qui est en accord avec les résultats de la précédente étude (surproduction entre 10 et 19 %) (ADEME, 2015). Dans le cas idéal d'une interconnexion européenne illimitée, la capacité de stockage diminuerait de 70 % avec une surproduction européenne de 10 % (Kies et al., 2015).

Ces études ont pour hypothèse une interconnexion européenne illimitée alors que cette dernière peine à dépasser les 10 % pour le moment.

1.3 Système de Stockage d'Énergie (SSE)

Les solutions et alternatives proposées précédemment ne sont pas suffisantes pour permettre une intégration à grande ampleur des EnRI dans le mix électrique. Les EnRI étant des énergies de flux, il est nécessaire de disposer de moyens de stockage afin de garantir l'approvisionnement même dans des cas défavorables de production. Ces capacités de stockage doivent être à court, moyen et long terme dans l'optique de répondre aux intermittences de ces ressources. Ces solutions, présentées dans la littérature, sont nombreuses et sont discutées en ANNEXE I dans le but de ne pas surcharger cette revue de littérature déjà exhaustive. Elles peuvent être divisées en plusieurs catégories (mécanique, électrochimique, électrostatique, électromagnétique, thermique ou encore chimique), mais seuls les SSE les plus matures seront abordés. Une comparaison de ces technologies de stockage en trois volets (technique, maturité technologique et économique) est également disponible en ANNEXE I.

1.4 Mix électrique français

La complémentarité entre les technologies limitant l'intermittence des EnRI (vues en 1.2) et les moyens de stockage (vus en 1.3) ne permettent pas de s'affranchir complètement des moyens de production fossiles. En effet, même si la capacité d'EnRI permettait de répondre à la demande, en cas d'arrêt de production, les systèmes de stockage ne peuvent pas à eux seuls prendre le relais et satisfaire la demande. Cette configuration est possible uniquement avec les STEPs, mais ce système de stockage dépend de la topologie du territoire et ne peut être installé partout. Afin de stabiliser le réseau électrique lors des chutes de production d'EnRI, il est donc nécessaire de disposer de moyens de production pilotables. Un moyen de production est dit pilotable lorsqu'il est possible de faire varier sa production lorsqu'on le désire dans le but de suivre la charge (Jancovici, 2017). Les différents moyens de production pilotables étudiés seront comparés à partir des caractéristiques du réseau électrique français. Cette section fait donc un état des lieux du mix électrique français en vue d'étudier le moyen de production pilotable utilisé.

1.4.1 Généralités

En 2019, la production d'électricité en France s'élève à 537,7 TWh. Aujourd'hui, et ce, depuis le début des années 1980, la production d'électricité d'origine nucléaire est prédominante en France. Historiquement, cette utilisation provient du programme nucléaire militaire mis en place par le gouvernement français au début des années 1960 (RTE, 2019b).

La Figure 1.19 représente la répartition des moyens de production d'électricité en France en 2019. La production d'électricité d'origine nucléaire est majoritaire (70,6 %). Bien que subissant une baisse de production de plus de 12 %, l'hydraulique est la deuxième source de production d'électricité (11,2 %) suivie du thermique à combustion fossile (7,9 %) (RTE, 2019b).

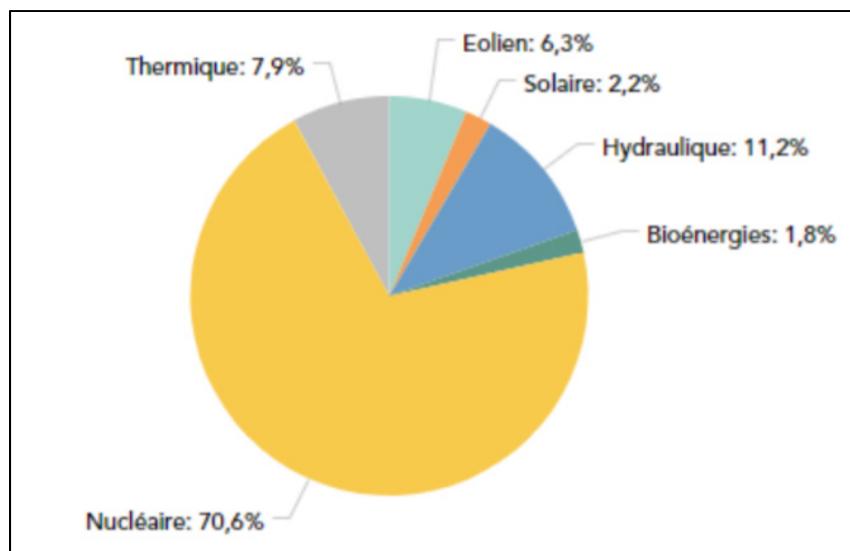


Figure 1.19 Répartition des moyens de production en France
Tirée de RTE (2019)

Pour comprendre cette composition du mix électrique français, il est intéressant de passer en revue les différentes sources de production d'électricité.

1.4.2 Nucléaire

La puissance nucléaire installée en France est de 63,1 GW en 2019 (47 % de la capacité totale en France). La production nucléaire est de 13,7 TWh et donc en baisse de 3,5 % par rapport à 2018. La disponibilité des centrales étant de moins en moins bonne, la part du nucléaire dans la production totale d'électricité en France (70,6 %) est la plus faible depuis plus de trente années. La production est maximale au mois de janvier en raison de la forte demande d'électricité pour assouvir les besoins de chauffage (RTE, 2019b). La France est dotée de cinquante-six réacteurs de différents niveaux de puissance (900, 1300 et 1450 MW) répartis sur l'ensemble de son territoire métropolitain (il n'y a pas de centrale nucléaire dans les Outres-Mers). Avant la fin 2022, la France devrait compter un réacteur supplémentaire de 1650 MW qui est en cours de construction dans la centrale de Flamanville en Normandie. Malgré la construction de ce réacteur supplémentaire, l'objectif du gouvernement français, à travers le Plan climat présenté par Nicolas Hulot en 2017, est de diminuer la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % d'ici 2025 (Gouvernement (France), 2020).

1.4.3 Énergies fossiles

- Centrales à charbon

La production d'électricité par les centrales à charbon en 2019 est en forte baisse en comparaison à 2018 (-72 %). Cette baisse de production est en lien direct avec la volonté du gouvernement de fermer ses dernières centrales à charbon à l'horizon 2022. Les centrales à charbon en France sont actuellement au nombre de quatre et d'une capacité cumulée de 3 GW représentant ainsi 2,2 % de la totalité de la capacité du parc installé français. Les centrales à charbon sont de moins en moins utilisées pour couvrir les pointes de consommation journalière, le taux moyen de couverture passant de 1,18 % en 2018 à 0,20 % en 2019. Ces centrales sont principalement utilisées pendant les mois d'hiver ainsi que lors des périodes de fortes chaleurs où les centrales nucléaires sont soit en maintenance, soit moins utilisées en raison des contraintes environnementales en période de sécheresse (RTE, 2019b).

- Centrales à fioul

Les centrales à fioul sont actuellement utilisées comme appooint de la production d'électricité en France. La production thermique à combustible au fioul représente 0,4 % de la production totale en 2019 avec une augmentation de 26,5 % par rapport à 2018. Cette augmentation est principalement due aux fortes baisses de production hydraulique dans certaines régions comme la Corse. Pour ce qui est du parc installé, il représente 2,5 % de la totalité du parc français avec 3,4 GW de puissance installée. Il reste actuellement quatre centrales à fioul qui, comme les centrales à charbon, devront être fermées avant 2022 (RTE, 2019b).

- Centrales à gaz

Les centrales à gaz constituent la technologie la plus utilisée dans la production thermique à combustible fossile. Cette production s'élève à 38,6 TWh en 2019 en augmentation de 23,8 % par rapport à l'année précédente, représentant ainsi 7,2 % de la part de la production totale de production d'électricité. Contrairement aux deux technologies évoquées précédemment, les centrales à gaz ne sont pas vouées à fermer et la puissance installée est même en légère augmentation (+ 0,4 %) avec 12,2 GW de puissance installée, représentant 9 % du parc installé français. Cette technologie produit la majorité de l'électricité d'origine thermique à combustible fossile et est principalement utilisée lors des mois d'hiver (RTE, 2019b).

1.4.4 Énergies renouvelables

En 2019, la part de la consommation électrique couverte par la production d'EnR s'élève à 21,5 %. Bien que la production d'origine hydraulique ait baissé en 2019, l'augmentation de celle d'origine solaire et éolienne principalement dû à la croissance de leur parc a permis de compenser et d'obtenir des résultats similaires à 2018.

La Figure 1.20 montre la répartition des différentes filières dans la production électrique à partir d'EnR (RTE, 2019b).

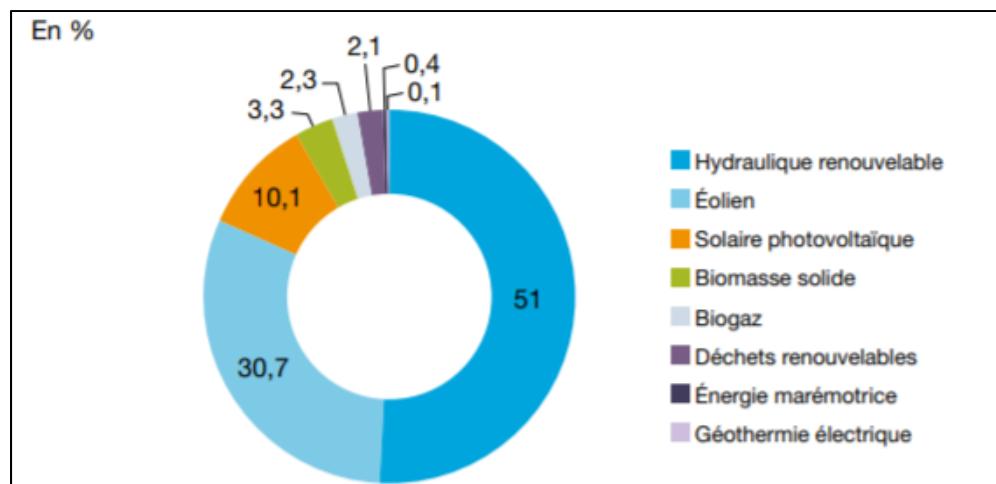


Figure 1.20 Production brute d'électricité renouvelable par filière en 2019

Tirée de RTE (2019)

Les énergies hydraulique, éolienne et solaire photovoltaïque représentent à elles trois plus de 90 % de la production d'électricité d'origine renouvelable.

- Hydraulique

En France, plusieurs types de centrales hydrauliques sont exploitées :

- Les centrales **au fil de l'eau** sont celles qui produisent le plus avec des pics mensuels à 4000 GWh.
- Les centrales **éclusées** ont des temps de remplissage relativement courts et permettent des modulations journalières ou hebdomadaires de la production. Les pics de production mensuelle atteignent les 1500 GWh.
- Les centrales « **lacs** » permettent un stockage saisonnier et présentent des pics de productions mensuelles de l'ordre de 2500 GWh.
- Le groupement des centrales **marémotrices** et des **Stations de Transfert d'Énergie par Pompage** (STEP) permettent une production mensuelle d'environ 500 GWh.

Cette ressource génère une production annuelle de 60 TWh représentant ainsi 11,2 % de la production totale française en 2019. Cette production est en chute de 12,1 % comparée à l'année 2018 pendant laquelle les conditions hydrologiques ont été excellentes pour la filière (RTE, 2019b).

- Éolien

La production éolienne est en forte augmentation ces dernières années pour atteindre plus de 34 TWh en 2019. Le parc éolien est lui aussi en pleine croissance avec 1361 MW supplémentaires raccordés en 2019 représentant ainsi une hausse de 9 % par rapport à 2018. Cette augmentation place la part du parc éolien installé à 12,2 % du parc total (RTE, 2019b) et tend à respecter l'exigence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui fixe à 24,6 GW de capacité éolienne terrestre installée d'ici 2023 et à environ 35 GW d'ici 2028 (Le Journal de l'éolien, 2021). Cette croissance concernant la capacité installée devrait continuer dans les prochaines années avec l'installation de parcs éoliens en mer. En effet, huit parcs maritimes d'éoliennes posées ainsi que quatre fermes d'éoliennes flottantes devraient voir le jour avant 2026 sur le littoral français augmentant ainsi la capacité installée de 3 GW (Ministère de la Transition Écologique, 2021a). L'objectif est d'atteindre environ 5 GW de puissance installée concernant les éoliennes posées en mer d'ici 2028 (Le Journal de l'éolien, 2021).

- Solaire

L'énergie solaire comprend le solaire photovoltaïque et le solaire thermodynamique. La production solaire a atteint 11,6 TWh en 2019 et est, elle aussi, en nette augmentation ces dernières années. La filière était presque inexistante en 2008 et représentait 2,2 % de la production totale en 2019. Le parc solaire installé est lui aussi en hausse (+ 10,4 %) pour atteindre 9,4 GW de puissance installée grâce aux 889 MW raccordés en 2019, représentant ainsi 7 % du parc français installé. Encore une fois, cette augmentation répond à l'objectif de la PPE d'une capacité solaire installée de 18,2 GW d'ici 2023 (RTE, 2019b).

1.5 Moyens de production pilotables

La forte capacité installée de centrales nucléaires en France fait d'elles le principal moyen de production pilotable utilisé. D'autres moyens de production pilotables, comme l'hydroélectricité ou les centrales à charbon, peuvent également être utilisés pour réaliser le suivi de charge. Il est intéressant de s'intéresser à ce moyen de production afin de comparer leur capacité à satisfaire l'intermittence des EnRI. Les résultats concernant les paramètres de suivi de charge des centrales à charbon sont principalement issus des centrales chinoises.

1.5.1 Caractéristiques définissant la flexibilité d'un moyen de production

Pour savoir si un moyen de production est pilotable ou non, il est nécessaire d'évaluer sa flexibilité à l'aide de différents paramètres faisant l'objet de ce paragraphe. Ces paramètres sont représentés sur la Figure 1.21 (Dong et al., 2018).

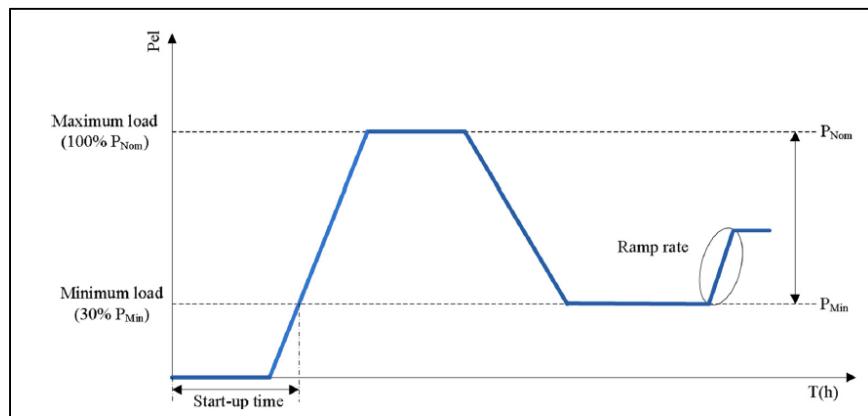


Figure 1.21 Paramètres de suivi de charge
Tirée de Dong et al. (2018)

1.5.1.1 Le taux de montée en charge (*Ramp rate*)

Le taux de montée en charge (*Ramp rate*) caractérise la vitesse moyenne à laquelle la puissance de sortie du moyen de production peut varier. Cette variation peut correspondre à une augmentation ou une diminution de la charge et est définie par la formule suivante :

$$\text{Taux de montée en charge} = \frac{\Delta P_{\text{Net}}}{\Delta t} \quad (1.6)$$

Avec ΔP_{Net} l'augmentation de puissance par rapport à un niveau de référence à atteindre en un intervalle de temps Δt . Ce paramètre s'exprime en pourcentage de puissance nominale par minute (Dong et al., 2018).

La flexibilité d'une centrale nucléaire est déterminée par le type de réacteur utilisé (Cany, 2017) alors que dans le cas des centrales thermiques au charbon, le taux de montée en charge est principalement déterminée par les performances de la chaudière. La turbine à vapeur a également une influence, mais à moindre mesure (Sjoerd Brouwer et al., 2015).

Les taux de montée en charge des différents moyens de production pilotables ne sont pas identiques. Les valeurs retrouvées dans la littérature sont présentées dans le Tableau 1.1 :

Tableau 1.1 Taux de montée en charge pour différents moyens de production

Type de centrale	Spécificité	Taux de montée en charge (% Pnom/min)			Source
		Minimum	Maximum	Moyenne	
Nucléaire	Cas général	1.0 /	5.0 /	/ 2.0	(IEA,2012) (Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Cas de la France	3.0 /	5.0 /	4.0 5.0	(Lokhov, 2011a) (Choho, 2013)
		1.0	5.0	/	(Siapartners, 2018)
	Sous-critique (<50 MW)	0.4	5.6	2.0	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
Charbon	Sous-critique (300 MW)	0.5 4.0	7.3 8.0	2.7 6.0	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018) (Na et al., 2018)
	Super-critique (500 MW)	0.7 5.0	8.0 9.0	3.5 7.0	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018) (Na et al., 2018)
		2.0 7.0	8.0 11.0	4.0 9.0	(Henderson, 2014) (Na et al., 2018)
	Ultra-critique (1100 MW)	1.0 2.0 1.0 /	5.0 6.0 5.0 4.5	/ 4.0 /	(IEA, 2012) (Sjoerd Brouwer et al., 2015) (Siapartners, 2018) (Deloitte Finance, 2019)
		/	/	15.0	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
		/	/	15.0	(Guo, Wu et Zeng, 2018)
		20.0 /	100.0 /	/	(IEA,2012)
Hydroélectrique	Cas général (Comprenant les STEPs)	5.0	14.0	10.0 9.0	(U.S. Department of Energy, 2016) (U.S. Department of Energy, 2018)

Les valeurs obtenues dans la littérature diffèrent légèrement, mais il est toutefois possible de trouver une valeur moyenne pour chacun des différents moyens de production. Pour les centrales nucléaires françaises, un taux de montée en charge de 4 % semble être une valeur raisonnable. La spécificité des centrales nucléaires françaises sera expliquée par la suite et justifiera les écarts avec les centrales nucléaires dans le cas général (marché mondial). Pour ce qui est des centrales à charbon, le taux de montée en charge varie fortement en fonction de sa capacité. Plus la capacité de la centrale est importante et plus son taux de montée en charge l'est également. Il est important de spécifier que les valeurs moyennes beaucoup plus importantes obtenues par (Na et al., 2018) sont celles estimées des centrales à charbon après rénovation. Enfin, les centrales hydroélectriques sont celles ayant le taux de montée en charge la plus « pentue » parmi les types de centrales étudiées et cette dernière peut atteindre 15 % lorsque l'on considère les centrales hydroélectriques dans leur globalité (en prenant en compte les STEPs).

1.5.1.2 Le temps de démarrage après arrêt (*Start-up time*)

Le temps de démarrage après arrêt (*Start-up time*) est le temps mis par l'unité de production pour passer d'une puissance nulle à sa puissance minimale de fonctionnement. Cette durée dépend de l'état de l'unité au moment du redémarrage. Le démarrage peut se faire à chaud, à tiède ou à froid. La distinction de ces types de démarrage réside dans le temps d'arrêt de la centrale avant de la remettre en fonctionnement. Si la centrale est à l'arrêt depuis moins de huit heures, le démarrage sera dit « à chaud ». Il est considéré comme « à tiède » pour des temps d'arrêt situés entre huit et quarante-huit heures. Enfin, il est dit « à froid » lorsque la période d'arrêt dépasse les quarante-huit heures (Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018). Cette distinction est essentiellement utilisée pour les centrales à charbon. Le temps de démarrage de ce type de centrale correspond à la durée nécessaire à la réalisation des quatre étapes suivantes :

- Mettre en marche la chaudière
- Allumer les brûleurs
- Réchauffer l'enceinte de la chaudière

- Démarrer la turbine à vapeur

Le réchauffement de la chaudière est l'étape prenant le plus de temps. Lorsque le démarrage est « à chaud », cette étape prendra moins de temps que pour un démarrage « à froid », expliquant ainsi les différences de temps de démarrage rencontrés (Sjoerd Brouwer et al., 2015).

Il est également possible de la voir s'appliquer aux centrales nucléaires, mais jamais pour les centrales hydroélectriques. Les valeurs de temps de démarrage après arrêt retrouvées dans la littérature sont présentées dans le Tableau 1.2 :

Tableau 1.2 Temps de démarrage après arrêt pour différents moyens de production

Type de centrale	Spécificité	Temps de démarrage après arrêt (de 0% à Pnom) en fonction du type de démarrage (min)			Source
		À chaud	À tiède	À froid	
Nucléaire	Cas général	1440 1440	/ /	/ /	(IEA, 2012) (Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Cas de la France	/	/	/	(Siapartners, 2018)
Charbon	Sous-critique (<50 MW)	138	87	254	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Sous-critique (300 MW)	138	87	254	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Super-critique (500 MW)	103	158	177	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Ultra-critique (1100 MW)	120	240	480	(Henderson, 2014)
	Cas général	/ 120 /	/ 240 /	/ 480 /	(IEA, 2012) (Sjoerd Brouwer et al., 2015) (Siapartners, 2018)
Hydroélectrique	Avec réservoir	6 5	/ /	/ /	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018) (Sabourin, 2020)
	Cas général	/	/	/	(IEA, 2012)

Les centrales nucléaires ont des temps de démarrage plus longs que les deux autres types de centrales étudiées. Les temps de redémarrage à chaud se comptent en heures alors que ceux à froid en jours. Toutefois, il est assez rare de redémarrer des centrales nucléaires à froid lors de suivi de charge, car dans ce cas, les arrêts sont de courte durée (Cany, 2017). Pour ce qui est des centrales à charbon, les temps de redémarrage peuvent être doublés (Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018) voire quadruplés (Henderson, 2014) entre un redémarrage à froid et un à chaud. Les valeurs obtenues pour un redémarrage à tiède par (Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018) semblent incohérentes au regard de celles obtenues par (Sjoerd Brouwer et al., 2015). Encore une fois, ce sont les centrales hydroélectriques qui présentent les meilleures performances avec des temps de redémarrage inférieurs à dix minutes.

1.5.1.3 La charge minimale (Minimum load, P_{min})

La charge minimale (*Minimum load*, P_{min}) correspondant à la puissance minimale permettant une production stable et s'exprime en pourcentage de la puissance nominale P_{Nom} (Dong et al., 2018). Les performances des différents moyens de production pilotables étudiés sont présentées dans le Tableau 1.3 :

Tableau 1.3 Puissance minimale pour différents moyens de production

Type de centrale	Spécificité	Puissance minimale (%Pnom)			Source
		Minimum	Maximum	Moyenne	
Nucléaire	Cas général	30.0 /	50.0 /	/ 50.0	(IEA, 2012) (Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Cas de la France	/ 20.0	/ /	50.0 30.0	(Lokhov, 2011a) (Cany, 2017)
Charbon	Sous-critique (<50 MW)	10.0	60.0	40.9	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Sous-critique (300 MW)	10.0	60.0	40.9	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Super-critique (500 MW)	20.0	50.0	37.0	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018)
	Cas général	30.0 / 25.0 20.0	40.0 / 45.0 34.0	/ 40.0 35.0 27.0	(IEA, 2012) (Henderson, 2014) (Sjoerd Brouwer et al., 2015) (Deloitte Finance, 2019)
Hydroélectrique	Avec réservoir	/ /	/ /	5.0 5.0	(Gonzalez-Salazar, Kirsten et Prchlik, 2018) (Guo, Wu et Zeng, 2018)
	Cas général	15.0	40.0	/	(IEA, 2012)

Dans le cas général, la puissance minimale que peuvent atteindre les centrales nucléaires correspond à 50 % de leur puissance nominale. Lorsque les centrales nucléaires étudiées sont dimensionnées pour faire du suivi de charge, cette puissance peut diminuer jusqu'à 20 % de leur puissance nominale (Cany, 2017). Les différentes sources étudiées concordent toutes pour dire que la puissance minimale des centrales à charbon oscille entre 30 et 40 % de leur puissance nominale, et ce, quel que soit le type de centrale à charbon étudiée. Enfin, les sources les plus récentes s'accordent pour dire que les centrales hydroélectriques peuvent restreindre leur puissance jusqu'à 5 % de leur puissance nominale. Cette grande amplitude de puissance disponible leur permet donc d'être très flexibles, et ainsi, de fonctionner en suivi de charge sans encombre.

L'étude des différents paramètres définissant la flexibilité d'une centrale électrique montre que les centrales hydroélectriques sont incontestablement les meilleures des trois moyens de production étudiés pour le suivi de charge. Ce moyen de production pilotable a donc un rôle

très important à jouer dans l'intégration des EnRI dans le mix électrique comme c'est actuellement le cas au Danemark, où l'excédent de production éolienne est exporté vers les pays voisins (Norvège, Suède, *etc.*) et où l'on importe de l'électricité produite par les centrales hydroélectriques norvégiennes lorsque la production éolienne est insuffisante (Jancovici, 2017).

Les valeurs obtenues dans cette partie sont pour la plupart générales et ne sont pas spécifiques à un territoire donné. Dans le cadre de cette étude, il est donc important de s'intéresser aux spécificités des moyens de production pilotables utilisés en France, à savoir, les centrales nucléaires.

1.5.2 Les centrales nucléaires françaises

Historiquement, les forts coûts fixes accumulés à des faibles coûts variables font qu'il est préférable d'utiliser les centrales nucléaires à leur pleine puissance et non en suivi de charge. Cependant, en raison de la part importante du nucléaire dans le mix électrique français et de l'augmentation du taux de pénétration des EnRI, certains réacteurs nucléaires ont été conçus pour fonctionner en mode suivi de charge (Lokhov, 2011a). Aujourd'hui, les centrales nucléaires françaises sont utilisées pour le réglage primaire et secondaire de puissance (Puissant, 2021). Ces suivis de charge journaliers sont réalisés grâce à des programmes de charge. Parmi ces derniers, le plus utilisé est le programme du type « 12-3-6-3 » (Figure 1.22) avec douze heures à la puissance nominale du réacteur ($P_{n,\text{réacteur}}$), six heures au palier bas ainsi que trois heures de transitoire à la hausse et à la baisse. Pour ce type de programme, les taux de montée en charge sont au maximum de 0,5 % $P_{n,\text{réacteur}}/\text{min}$ (Cany, 2017), (Choho, 2013).

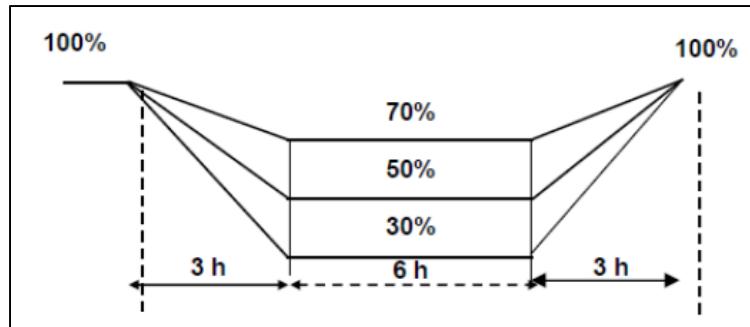


Figure 1.22 Profil de suivi de charge du type "12-3-6-3"
Tirée de Choho (2013)

Bien souvent, la pleine charge est réalisée au cours de la journée et le palier bas pendant la nuit. Il arrive que plusieurs paliers bas soient rencontrés en fonction de la consommation comme le montre la Figure 1.23 représentant le profil de puissance journalière du réacteur Cattenom 2 (Cany, 2017).

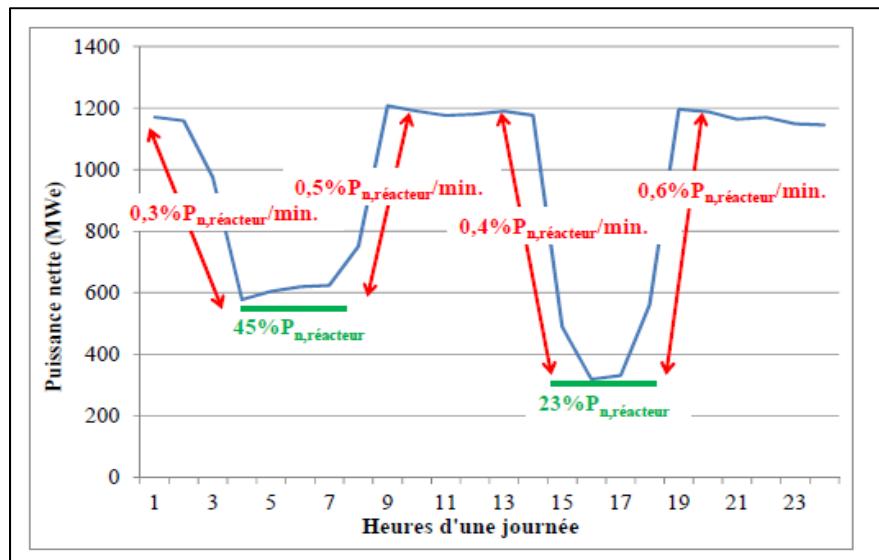


Figure 1.23 Profil de puissance journalier du réacteur Cattenom 2
Tirée de Cany (2017)

Il existe différents types de réacteurs nucléaires. Pour le moment, tous les réacteurs français sont des Réacteurs à Eau Pressurisé (REP). Les premiers réacteurs français sont de type CP0 (contrat programme zéro) et fonctionnent avec le mode A (aussi appelé mode noir). Ce mode

de fonctionnement ne possède pas de grappe de contrôle de régulation de puissance et ne permet ainsi pas de rapides variations de puissance. Lorsque l'on veut baisser la puissance produite par la centrale, il faut augmenter la concentration en bore dans le circuit primaire. Ce circuit devant être à l'équilibre, il est nécessaire de libérer des effluents devant être traités par la suite. Ce traitement est un facteur limitant aux variations de puissance (Puissant, 2021). Pour ce mode de fonctionnement, les variations sont journalières (Lokhov, 2011b), (Cany, 2017). Depuis la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim en juin 2020, il ne reste plus que quatre réacteurs de la sorte. Le mode de fonctionnement A est également celui des réacteurs N4 (quatre tranches de 1 450 MW) au nombre de quatre.

La faible pilotabilité de ce mode de fonctionnement a nécessité le développement d'un nouveau mode appelé G. Ce dernier permet de beaucoup plus grandes amplitudes de puissance qui, en théorie, ne sont pas limitées. Ce mode de fonctionnement est celui des réacteurs de type CPY (contrat programme 1 et 2) et P4 (huit tranches de 1 300 MW) représentant quarante-huit des cinquante-six réacteurs français en fonctionnement (Lokhov, 2011b), (Cany, 2017).

Un nouveau réacteur est en construction à Flamanville en Normandie. Ce dernier est un réacteur à eau pressurisé de troisième génération (EPR pour *Evolutionary Power Reactor*) d'une capacité de 1 650 MW et fonctionnera avec le mode T qui est entièrement automatisé et permet une large variation de puissance tout en limitant les rejets (Choho, 2013).

Ce type de centrale est donc beaucoup plus flexible, mais les fortes capacités pourraient être un problème à l'intégration d'EnRI en cas de mise à l'arrêt de l'unité de production. En septembre 2020, le gouvernement a annoncé un budget de cent soixante-dix millions d'euros pour accélérer la recherche des petits réacteurs modulaires (SMR pour *Small Modular Reactors*). Ces réacteurs d'une capacité d'environ 300 MW sont eux aussi très flexibles et utilisent le principe de la cogénération en continuant de produire à pleine charge pendant la nuit (bien que la demande d'électricité soit beaucoup plus faible) pour remplir d'autres missions comme le dessalement d'eau ou la production d'hydrogène (Puissant, 2021).

Les spécificités techniques de suivi de charge de chaque type de réacteurs, aujourd’hui utilisés, sont représentées sur la Figure 1.24 (Cany, 2017). Dans ce tableau, la « campagne » définit la période de fonctionnement entre deux arrêts pour rechargeement de combustible.

	CP0 et N4	CPY et P4
Mode de pilotage	Mode A	Mode G
Réglage primaire	$\pm 2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$	$\pm 2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$
Réglage secondaire	$\pm 3\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$	$\pm 5\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$
Rampes de suivi de charge	$2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ jusqu'à 80% de la campagne $0,2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ après 80% de la campagne	$5\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ jusqu'à 80% de la campagne $2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ après 80% de la campagne
Fonctionnement à puissance intermédiaire	Possible pendant 85% de la campagne	Possible pendant 85% de la campagne
Capacité de retour instantané en puissance	Capacité partielle, limitée à 15-20% $P_{n, \text{réacteur}}$ en raison de la vitesse de dilution du bore	Capacité totale, pas de limite en amplitude jusqu'à 85% de la campagne

Figure 1.24 Caractéristiques de suivi de charge des réacteurs français
Tirée de Cany (2017)

Comme évoqué plus haut, les réacteurs fonctionnant avec le mode G sont ceux préférés pour le suivi de charge. Une partie de ces réacteurs est donc utilisée pour remplir cet objectif. Ces réacteurs représentent environ 40 % du parc nucléaire français et sont capables de réagir rapidement en cas d’arrêt brutal. Trente réacteurs participent à la réserve primaire et fonctionnent en sous-régime afin de garder une marge de manœuvre pour réguler la puissance à la hausse en moins de trente secondes (Siapartners, 2018). Les impacts de ce suivi de charge sont quasiment néant sur le circuit primaire des centrales, mais plus importants sur les circuits secondaires avec des gradients de température préjudiciables pour les tuyauteries. Les programmes de maintenance sont donc plus conséquents, ce qui augmente le taux d’indisponibilité de 0,5 à 2 % des réacteurs utilisés pour le suivi de charge (Cany, 2017).

Le parc nucléaire français est donc dimensionné pour faire du suivi de charge et ainsi pouvoir compenser les écarts entre production et consommation. C'est pour cela que les paramètres de suivi de charge étudiés en 1.5.1 sont nettement meilleurs pour les centrales françaises que pour le parc nucléaire mondial. En 2015, le coefficient de corrélation entre la consommation et la production du parc nucléaire français est de 0,86. Ce suivi se fait à différentes échelles et les écarts de puissance possibles sont résumés dans le Tableau 1.4 (Cany, 2017).

Tableau 1.4 Cause et écarts de puissance du parc nucléaire français
Tiré de Cany (2017)

Échelle	Année	Semaine	Journée
Raison des écarts de puissance	Saison hivernale et estivale	Semaine et week-end	Nuit et pointe du soir
Ordre de grandeur des écarts (GW)	30	10	5

Ces écarts de production du parc nucléaire français montrent sa capacité à s'adapter aux fluctuations de consommation. L'amélioration des performances des réacteurs et un travail sur la réorganisation du parc nucléaire français peuvent ainsi permettre d'augmenter sa flexibilité. Ce travail est aujourd'hui mené par EDF (Électricité de France) et est au cœur des problématiques actuelles concernant l'intégration des EnRI.

1.6 Synthèse de la revue de littérature

La revue de littérature présentée permet de définir le cadre de l'étude. La définition des EnRI et des problèmes associés à leur intégration étudiés dans le paragraphe 1.1 a permis de mettre en avant, dans le paragraphe suivant, les différentes technologies actuellement utilisées visant à atténuer l'impact de cette intermittence préjudiciable à leur intégration dans le mix électrique. Ces solutions technologiques n'étant pas suffisantes seules, le recours à différents systèmes de stockage est nécessaire. Ces moyens de stockage, faisant l'objet du paragraphe 1.3, permettent de faire face à de petites variations de production, mais ne sont pas suffisants pour prendre le relais lors d'absences de production d'origine renouvelable intermittente. Les moyens de production pilotables sont aujourd'hui utilisés pour endosser ce rôle et répondre aux fluctuations de production et ainsi permettre l'équilibre du réseau. Ces derniers

dépendent du mix électrique étudié. Le paragraphe 1.4 fait donc un état du mix électrique de la France afin de pouvoir étudier les caractéristiques et les paramètres de flexibilité des moyens de production pilotables dans le paragraphe 1.5. Il ressort de cette étude que les centrales hydroélectriques (incluant les STEPs) sont les plus à même de suivre la charge et donc d'intégrer plus facilement les EnRI. Toutefois, certains points restent à explorer parmi les suivants :

- Déterminer les paramètres de flexibilité pour les centrales hydroélectriques sans prendre en compte l'utilisation de STEP
- Quantifier les capacités d'EnRI admissibles en fonction des types de moyens de production pilotables
- Prendre en compte l'interconnexion avec les pays ou territoires frontaliers pour évaluer les paramètres de flexibilités des cas étudiés
- Étudier la cogénération (production d'hydrogène, génération de chaleur, *etc.*) des moyens de production pilotables
- Évaluer les paramètres de flexibilité des moyens de production pilotables associés à des moyens de stockage

Il est bien évident que tous ces points ne peuvent pas être étudiés dans cette maîtrise. Le choix de l'étude du taux de pénétration maximal d'EnR permis sans compromettre l'équilibre du réseau est donc fait. La comparaison des taux de pénétration obtenus pour différents mix électriques basés respectivement sur le nucléaire, l'hydroélectricité et le charbon est ensuite possible.

CHAPITRE 2

MÉTHODE ET MATÉRIEL

L'objectif de ce projet est donc d'étudier l'influence d'un moyen de production pilotable sur l'intégration des EnRI dans le mix électrique. La simulation informatique semble être la meilleure solution pour répondre à ce type de problématique où l'on désire comparer trois moyens pilotables sur une base similaire. Les trois cas étudiés seront la complémentarité entre les centrales nucléaires et les EnRI, celle entre les centrales hydroélectriques et les EnRI et enfin celle entre les centrales au charbon et les EnRI. Pour ce faire, le modèle du mix électrique français est utilisé. Ces simulations étant macroscopiques, les conclusions que permet d'apporter cette étude concernent l'équilibre du réseau et ne prennent ainsi pas en compte les différentes contraintes de stabilité de ce dernier (fréquence, tension...).

La première étape consiste à définir l'ensemble des hypothèses de simulations. Une fois ces dernières déterminées, il est possible de construire le modèle qui servira à la simulation des mix électriques dans le CHAPITRE 3. Enfin, la validation du modèle passera par une comparaison de la simulation des mix électriques français de 2019 et 2020 avec ceux réellement observés.

2.1 Hypothèses de simulation des mix électriques

Cette partie vise à présenter les différents modèles élaborés et les hypothèses effectuées dans le but de simuler l'optimisation des mix électriques. La simulation se fait par pas de temps horaire et s'inspire des travaux de James PINDER et Rodica LOISEL et de leur simulateur de Scénarisation du Système Électrique Français (SSEF) (Pinder and Loisel, 2019).

Cette simulation est rendue possible grâce au gestionnaire de transport d'électricité français RTE qui rend publiques les données spécifiques à chaque type de production. Le but de cette étude est de faire une comparaison entre différents moyens de production pilotables et d'étudier leur influence sur l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Il est alors

plus judicieux de simuler des mix électriques pour une même consommation annuelle, pour les mêmes facteurs de charge concernant les moyens de production non pilotables et pour un même ordre d'appel des productions. Toutes ces raisons font que les mix électriques seront simulés uniquement selon le modèle français détaillé dans la revue de littérature. Les capacités installées ainsi que les paramètres de flexibilité des différents moyens de production pilotables sont adaptées selon les cas étudiés.

2.1.1 Définition de l'équilibre du réseau

Il a été vu plus tôt que l'équilibre du réseau se définit comme étant l'écart entre la consommation et la production d'électricité. Cet écart doit être constamment nul pour assurer la sécurité du réseau. Plusieurs acteurs prennent part à la production comme à la consommation d'électricité. Dans le but de rester dans un cas général, le Tableau 2.1 présente les composantes de l'équilibre du réseau électrique. Dans les mix où certaines des technologies évoquées ne sont pas simulées, il suffit de ne pas les prendre en compte dans l'équilibre.

Tableau 2.1 Définition de l'équilibre du mix électrique

Équilibre = Consommation - Production * (1 - Pertes)	
Consommation	Production
Consommation nationale	Centrales nucléaires
Exportation	Centrales thermiques
Pompage des STEP	Centrales EnR
Charge des batteries	Importation
	Turbinage des STEP
	Décharge des batteries

Les pertes présentées dans cette équation correspondent à la combinaison de celles liées au transport de l'électricité d'environ 2 % depuis plusieurs années (RTE, 2019) et de celles liées

au réseau de distribution. Ces dernières sont d'environ 6 % (Connaissance des énergies, 2014). Pour cette étude, le coefficient de pertes totales est fixé à 7 %.

Il est donc maintenant nécessaire d'étudier chaque acteur prenant part à cet équilibre en vue de l'optimiser. La suite du chapitre présente les particularités de chacun de ces acteurs en vue de l'optimisation du mix électrique.

2.1.2 Détermination de la consommation horaire

La méthode d'optimisation choisie étant une simulation par pas de temps horaire, il est nécessaire de définir la consommation typique pour une heure de la journée. Pour ce faire, les bases de données de la consommation en France sont utilisées (RTE, 2021a). Ces bases de données couvrent les différentes années allant de 2012 à 2020. À noter que les années bissextiles sont uniformisées et les données des 29 février ne sont pas prises en compte. Pour calculer la consommation horaire, il faut dans un premier temps déterminer le coefficient horaire de consommation ($C_{i,conso}$) défini tel que :

$$\forall i \in [1, 8760]; C_{i,conso} = \frac{\text{Consommation}_h}{\text{Consommation}_{annuelle}} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{MWh}} \right] \quad (2.1)$$

$$\sum_{i=1}^{8760} C_{i,conso} = 1$$

De cette manière, pour connaître la consommation nationale à une heure donnée, il suffit de multiplier la consommation totale annuelle par le coefficient horaire associé à cette heure. Ces coefficients de consommation horaire sont calculés pour chaque heure entre 2012 et 2020. Les coefficients de consommation horaire utilisés pour la simulation sont issus de la moyenne sur les neuf années étudiées.

2.1.3 Détermination de la production d'origine renouvelable

Comme pour le calcul de la consommation horaire, il est nécessaire de calculer les facteurs de charge horaires des EnR. Les EnR comprennent l'éolien terrestre et maritime (étudié dans la partie suivante), le solaire et les bioénergies. L'hydroélectricité non pilotable est également considérée comme une source d'énergie renouvelable intermittente. Les facteurs de charge horaires de chaque EnR sont calculés pour les neuf années étudiées (de 2012 à 2020) :

$$\forall i \in [1,8760] ; C_{i,EnR} = \frac{\text{Production}_{EnR,h}}{\text{Capacité installée} * 1 \text{ heure}} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{MWh}} \right] \quad (2.2)$$

De la même manière que pour le calcul de la consommation, pour obtenir la production horaire de chaque EnR, il suffit de multiplier le facteur de charge horaire de l'année de référence choisi (ou la moyenne) par la capacité installée.

2.1.3.1 Éolien terrestre

Dans le cas de l'éolien terrestre, les facteurs de charge horaires les plus élevés sont en soirée (après 18h) et lors des mois d'hiver. C'est l'après-midi que ces derniers sont les plus faibles (Tableau A-II-1, ANNEXE II). La variabilité des facteurs de charge horaires (pour le cas de la France) est assez importante comme le montre le Tableau A-III-1 de l'ANNEXE III. Les coefficients de variations (écart-type / moyenne) ont des valeurs fluctuant de 10 à 40 %, ce qui montre que, prendre des coefficients horaires fixes moyens pour l'ensemble du parc est une simplification assez éloignée de la réalité. Toutefois, c'est l'hypothèse qui est faite pour simplifier la simulation.

2.1.3.2 Solaire

Pour ce qui est des facteurs de charge horaires du solaire, ils sont nuls pendant plusieurs heures de la journée et peuvent atteindre plus de 65% lors des heures les plus ensoleillées (entre 12h et 14h les mois d'été) (Tableau A-II-2, ANNEXE II). En mettant à part les

tranches horaires où le facteur de charge horaire est nul, les coefficients de variations sont relativement faibles et permettent de conclure qu'il n'est pas aberrant de choisir un facteur de charge horaire moyen pour la simulation (Tableau A-III-2, ANNEXE III). C'est donc cette hypothèse qui est faite pour le calcul de la production électrique solaire.

2.1.3.3 Hydroélectricité

Le cas de l'hydraulique est particulier. Pour les systèmes basés sur le nucléaire et le charbon, les centrales hydrauliques sont considérées comme non pilotables et la totalité des productions horaires sont déterminées avec les facteurs de charge calculés à partir des bases de données de RTE. Le Tableau A-II-3 de l'ANNEXE II montre cependant que l'hydraulique est aussi utilisée de façon pilotable. En effet, la différence entre les facteurs de charge horaires lors des heures de pointe (autour de 19h) et lors des heures creuses (entre 1h et 6h) est assez importante (environ 50 % contre 22 % pour les mois d'hiver). Le Tableau A-III-3 de l'ANNEXE III montre que les coefficients de variations des facteurs de charge de l'hydraulique française sont très faibles (très rarement supérieurs à 15 %). Il ne semble donc pas aberrant d'utiliser les coefficients horaires calculés pour déterminer la production d'origine hydraulique pour ces deux types de mix. Pour les mix basés sur l'hydroélectricité, les spécificités sont expliquées plus loin dans le rapport.

2.1.3.4 Bioénergies

Les facteurs de charge horaires des bioénergies calculés dans le Tableau A-II-4 de l'ANNEXE II montrent que cette technologie est celle qui présente les plus faibles variations de production. Sur l'ensemble de l'année, la différence maximale entre deux facteurs de charge horaires est seulement de 10 %. De plus, les coefficients de variation de ces facteurs de charge sont les plus faibles de toutes les technologies renouvelables étudiées (Tableau A-III-4, ANNEXE III). Cette remarque légitime le fait de simuler la production d'électricité provenant des bioénergies par un facteur de charge et de ne pas l'appréhender comme une technologie pilote.

2.1.3.5 Cas de l'éolien maritime

Le cas de l'éolien maritime est un peu plus délicat à étudier, car à l'heure actuelle, il n'existe toujours pas de centrale offshore en fonctionnement en France pouvant fournir des données de production exploitables. Les facteurs de charge sont donc simulés à l'aide du site Renewable Ninja (Renewable Ninja, 2021). Ce site permet, avec les coordonnées GPS des emplacements des différents appels d'offres retenus pour la construction de centrales maritimes (cf. Tableau 2.2), de déterminer les différents régimes de vents.

Tableau 2.2 Caractéristiques des différents projets de parcs éoliens maritimes

Parc	Fécamp	Courseulles-sur-Mer	Saint-Nazaire	Saint-Brieuc	Dieppe - Le Tréport	Yeu - Noirmoutier
Latitude (°)	49,7915	49,3487	47,1908	48,5934	50,0719	46,8529
Longitude (°)	0,329	-0,4517	-2,5663	-2,6855	1,353	-2,3711
Puissance (MW)	498	450	480	496	496	496
Puissance unitaire (MW)	6	6	6	8	8	8
Nb éoliennes	83	75	80	62	62	62

Il est ensuite possible de simuler le facteur de charge horaire pour une éolienne donnée (Tableaux allant de A-IV-1 à A-IV-6 de l'ANNEXE IV). La moyenne de ces facteurs de charge est ensuite calculée dans le but de comparer les différents sites (cf. Tableau 2.3 sur deux pages). L'éolienne choisie pour la simulation est le modèle V90 de chez Vestas d'une capacité de 2 MW. Les données météorologiques sont simulées à une hauteur de 80m au-dessus du niveau de la mer.

Tableau 2.3 Facteurs de charge éolien maritime

Année	Fécamp	Courseulles-sur-Mer	Saint-Nazaire	Saint-Brieuc	Dieppe - Le Tréport	Yeu - Noirmoutier
2012	51,51%	50,24%	49,40%	40,05%	38,91%	49,33%
2013	51,34%	50,52%	50,77%	41,78%	38,46%	50,68%
2014	49,68%	48,90%	48,04%	39,28%	38,11%	47,94%
2015	54,36%	52,96%	50,55%	42,94%	41,76%	49,94%

Tableau 2.3 Facteurs de charge éolien maritime (suite)

Année	Fécamp	Courseulles-sur-Mer	Saint-Nazaire	Saint-Brieuc	Dieppe - Le Tréport	Yeu - Noirmoutier
2016	49,53%	47,82%	46,24%	38,07%	37,42%	45,82%
2017	49,17%	47,61%	46,56%	38,26%	37,49%	46,38%
2018	48,85%	47,57%	48,01%	39,03%	37,13%	47,86%
2019	50,71%	49,49%	49,73%	40,65%	39,47%	49,72%
Moyenne	50,64%	49,39%	48,66%	40,01%	38,59%	48,46%

Il ressort de cette simulation que les facteurs de charge varient significativement en fonction de l'emplacement choisi. Il est donc plus réaliste de conserver cette distinction entre emplacements. Une piste d'amélioration serait de s'intéresser aux autres emplacements risquant d'accueillir des projets de centrales éoliennes maritimes dans les prochaines années. Toutefois, le choix a été fait de simplifier l'étude et de s'intéresser uniquement aux projets existants. Lors des simulations, la capacité installée de l'éolien maritime est également répartie sur les six parcs. Pour plus de simplicité, il serait possible de prendre un facteur de charge commun à l'éolien maritime comme ce qui a été fait pour l'éolien terrestre.

Enfin, la prise en compte d'un facteur de charge horaire pour le calcul de la production est motivée par le calcul des coefficients de variation présentés dans les Tableaux allant de A-V-1 à A-V-6 de l'ANNEXE V. Ces coefficients sont légèrement inférieurs à ceux obtenus dans le cas de l'éolien terrestre.

2.1.4 Particularité du mix basé sur l'hydroélectricité

Pour cette étude, on suppose que les centrales avec réservoirs, représentant 60 % de la capacité totale hydraulique. Conformément à la revue de littérature, ces centrales sont capables de faire varier leur production de zéro à cent pour cent en seulement cinq minutes. De plus, le facteur de charge minium de ce type de centrale peut descendre à zéro pour cent sans qu'aucune contrainte de production ne s'applique. De ce fait, la production d'origine

hydraulique avec réservoirs ne sera pas déterminée par un facteur de charge comme cela a été expliqué en 2.2.1.

Pour cette simulation, le facteur d'utilisation est égal à 90 % et prend en compte les éventuels arrêts liés à la maintenance. Seule la production issue des centrales hydroélectriques avec réservoirs est considérée comme pilotable. La production provenant des centrales au fil de l'eau est déterminée par un coefficient différent pour chaque moment de l'année. Ce coefficient prend en compte le débit des cours d'eau dépendant de la pluviométrie. Les productions électriques issues des centrales au fil de l'eau françaises des huit dernières années, utilisées pour déterminer ces coefficients, sont disponibles dans le Tableau A-VI-1 de l'ANNEXE VI. Le calcul de la production des centrales au fil de l'eau par un facteur de charge est également motivé par les coefficients de variations des facteurs de charge de cette même technologie (cf. Tableau A-VI-2, ANNEXE VI). Ces derniers sont relativement faibles et ne dépassent pas 10 % lors des mois pluvieux. Les mois durant lesquels la pluviométrie est plus variable (principalement l'été) présentent des coefficients inférieurs à 12 %. La production issue des centrales au fil de l'eau varie donc selon les mois (facteur de charge de 55% en mai contre 25% en septembre) mais est très peu variable d'une année sur l'autre.

2.1.5 Particularité du mix basé sur le nucléaire

En France, le nucléaire est de plus en plus utilisé comme moyen de production pilotable. Toutefois, comme évoqué dans la revue de littérature, environ 60 % du parc nucléaire français est utilisé pour de la production de base avec une très légère flexibilité possible. Il est donc important de bien distinguer dans cette étude le nucléaire dit de base et le nucléaire flexible. Les caractéristiques de suivi de charge ne vont pas être les mêmes pour ces deux types de moyen de production. La revue de littérature a permis d'identifier les facteurs de charge minimums de chacun d'entre eux. Celui du nucléaire de base est de 50 % contre 20 % pour le nucléaire flexible.

Pour déterminer les coefficients de montée en charge, aussi appelés ramping (% Pnom/h), les productions nucléaires françaises des quatre dernières années sont analysées. Les taux de montée en charge maximum et minimum sont identifiés et présentés dans le Tableau 2.4 :

Tableau 2.4 Taux de montée en charge des centrales nucléaires françaises (% Pnom/h)

	Minimum	Maximum
2017	-4,86%	6,73%
2018	-10,03%	8,18%
2019	-8,33%	7,17%
2020	-9,13%	9,77%

Ainsi, un taux de montée en charge maximum de 9,77 % est observé pour l'ensemble des centrales nucléaires françaises. Le choix est donc fait de considérer un taux de montée en charge de 2 % Pnom/h pour le nucléaire de base et de 20 % Pnom/h pour le nucléaire flexible. Ces valeurs coïncident avec la revue de littérature. De plus, si les taux de montée en charge sont maximums pour ces deux types de production, celui global est proche de la réalité :

$$Ramping = Taux_{Nuc,Base} * Ramping_{Nuc,Base} + \quad (2.3)$$

$$(1 - Taux_{Nuc,Base}) * Ramping_{Nuc,Flexible}$$

$$Ramping = 0,6 * 2 + (1 - 0,6) * 20 = 9,2 \% Pnom/h$$

Pour prendre en compte l'inertie de la production nucléaire, il est également nécessaire de mettre des contraintes supplémentaires concernant le suivi de charge des centrales nucléaires. Pour ce faire, l'hypothèse suivante est utilisée pour le nucléaire flexible :

- Si la production totale d'origine nucléaire diminue de plus de 10 % sur un créneau de deux heures, la production du nucléaire flexible est gelée pour les quatre heures suivantes.

Cette hypothèse ne repose sur aucune documentation, mais sur des observations des bases de données de production du nucléaire. Cette remarque est par exemple visible sur la Figure 2.1 représentant la production nucléaire française des 1 et 2 février 2020.

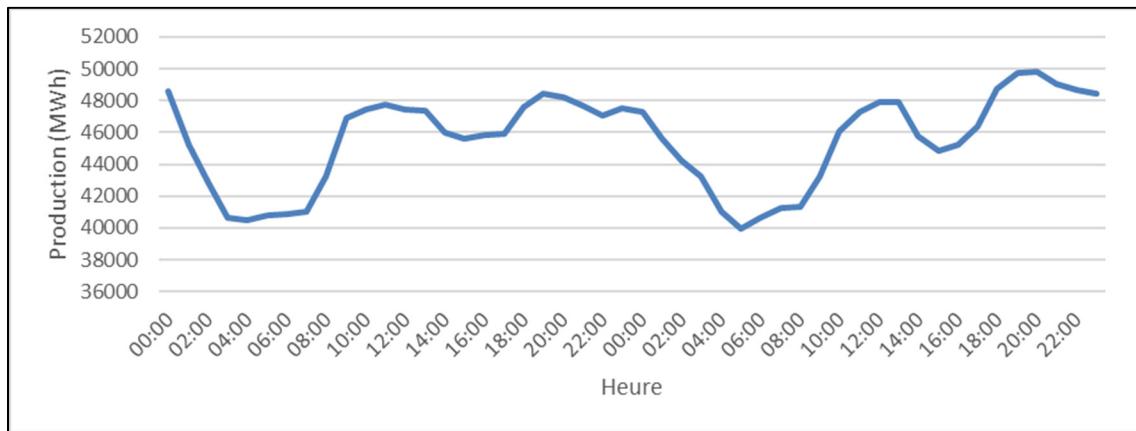


Figure 2.1 Production nucléaire française des 1 et 2 février 2020

Enfin, le facteur de charge des centrales nucléaires varie selon les mois de l'année. En effet, pour éviter tous risques liés à la canicule et effectuer les maintenances, les centrales nucléaires sont au ralenti en été. Le facteur de charge est alors plus faible pendant ces mois de l'année. La Figure 2.2 montre cette tendance. Les facteurs de charge sont calculés en faisant la moyenne sur les neuf années d'études allant de 2012 à 2020.

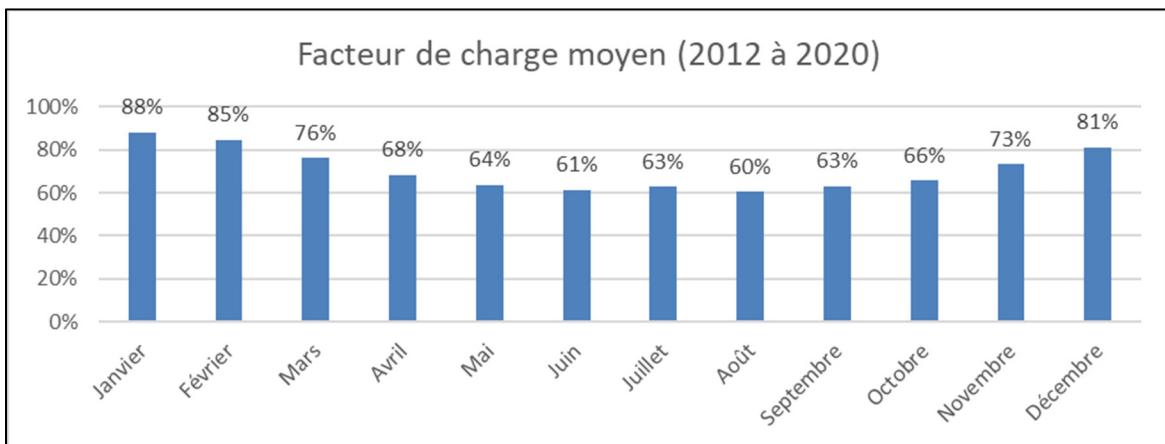


Figure 2.2 Facteur de charge moyen des centrales nucléaires françaises (entre 2012 et 2020)

La simulation doit donc prendre en compte cette variation dans le but d'être la plus représentative possible de la réalité.

2.1.6 Particularité du mix basé sur le charbon

Pour ce troisième type de mix électrique, les centrales à charbon sont considérées comme moyens de production pilotables. Comme évoqué dans la revue de littérature, il y a deux types de centrales à charbon, celles de nouvelle génération (plus flexibles) et les conventionnelles (plus anciennes). Pour suivre la tendance mondiale actuelle, la part des centrales à charbon de nouvelle génération est estimée à environ 20 %. Les capacités de suivi de charge de ces dernières sont bien meilleures. Le facteur de charge minimal des centrales conventionnelles est d'environ 40 % contre 30 % pour les centrales de nouvelle génération.

Pour ce qui est des taux de montée en charge des centrales au charbons, les résultats de la revue de littérature sont encore une fois utilisés pour la simulation. Ainsi, celui des centrales à charbons dites conventionnelles est fixé à 30 %. Pour celles de nouvelle génération, il est pris égal à 60 %. Il existe également des contraintes sur la variation de production des centrales au charbon. L'hypothèse suivante est retenue :

- Si la production chute de plus de 20 % sur un créneau de deux heures, la production des centrales au charbon de nouvelle génération est gelée pour les six prochaines heures.

Comme le mix français ne possède pas de centrales au charbon de nouvelle génération, cette hypothèse découle de la revue de littérature et des différences de flexibilités entre les différents moyens de production pilotables étudiés.

Enfin, le facteur d'utilisation des centrales au charbon est égal à 85 % pour cette simulation.

2.1.7 Centrales à gaz

Les centrales à gaz restent nécessaires pour certains mix électriques ne présentant pas de moyens de production pilotables assez performants. C'est notamment le cas avec le mix français actuel. Bien que dans les mix étudiés par la suite, aucune capacité n'est installée pour les centrales à gaz, leur optimisation est tout de même faite dans le but de valider le modèle avec un mix existant (et donc ayant des centrales à gaz). Deux types de centrales peuvent être distingués :

- D'un côté, les centrales à cogénération permettent de produire deux vecteurs d'énergie en même temps (chaleur et électricité dans le cas étudié). Le calcul des coefficients de variations des facteurs de charge des centrales à gaz à cogénération (Tableau A-III-5, ANNEXE III) montre qu'il est possible de considérer ce type de technologie comme non pilotable. C'est l'hypothèse qui est donc retenue. La production des centrales à cogénération est donc déterminée au moyen de facteurs de charge horaires (Tableau A-II-5, ANNEXE II).
- L'autre type de centrale à gaz est celle à cycle combiné qui présente des caractéristiques de suivi de charge très performantes. Le facteur de charge minimal de ce type de centrale est nul, ce qui permet une grande amplitude de production. Pour ce qui de la montée en charge, les centrales à gaz à cycle combiné sont capables d'augmenter leur production d'environ 50 % par heure comme le montre le Tableau 2.5 des taux de montée en charge maximums et minimum des centrales au gaz françaises :

Tableau 2.5 Taux de montée en charge des centrales au gaz françaises (% Pnom/h)

	Minimum	Maximum
2017	-48,87%	38,15%
2018	-46,13%	45,79%
2019	-48,93%	32,27%
2020	-57,71%	51,03%

Cette technologie de suivi de charge est donc un atout pour certains mix et sera donc simulée notamment pour vérifier que la simulation reste bien fidèle à la réalité. Comme pour le cas des centrales nucléaires, des contraintes supplémentaires sont appliquées en cas de forte variation de production :

- Si la production chute de plus de 25 % sur un créneau de deux heures, la production est gelée pour les six prochaines heures.

Comme pour le cas du nucléaire, cette hypothèse est appuyée par l'observation des bases de données de production des centrales à gaz dont la Figure 2.3 est extraite.

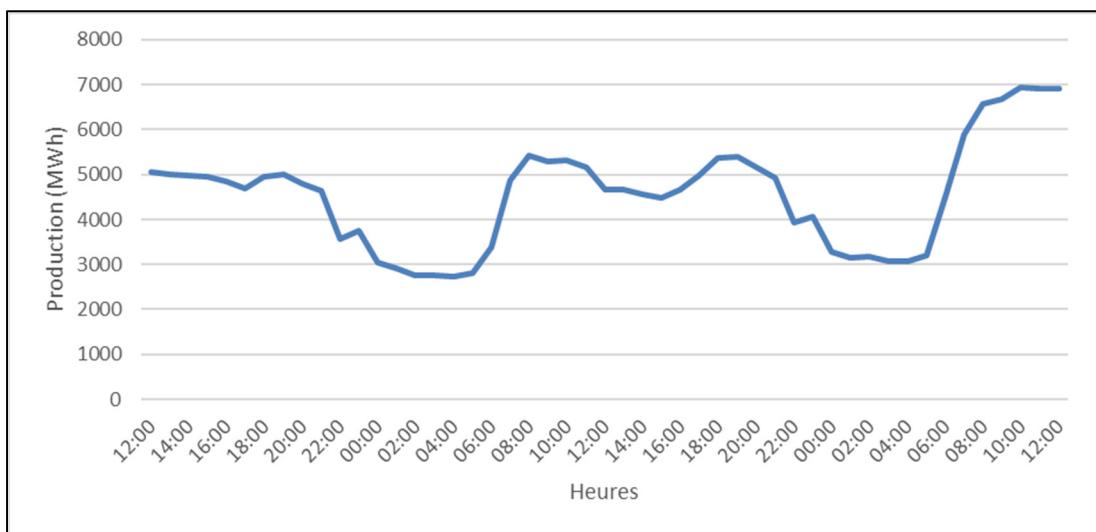


Figure 2.3 Production des centrales à gaz françaises à cycle combiné du 17 février au 19 février

Cette hypothèse tend à faire respecter la logique d'inertie des différents moyens de production. C'est pour cette raison que les contraintes de variation de production des centrales à gaz sont moins contraignantes que celles des centrales nucléaires.

Le facteur de disponibilité de ces centrales est de 90 %.

2.1.8 Centrales au fioul

Ces centrales constituent le dernier moyen de production étudié. Même si elles n'interviennent dans aucun des mix simulés par la suite, leur modélisation permet de valider la modélisation globale en comparant les résultats de cette dernière avec les productions réelles de 2019 et de 2020 dans lesquelles les centrales au fioul interviennent.

Les données de production des centrales au fioul françaises ont permis d'identifier un facteur de charge minimal de 1 % pour ce type de production. De la même manière que pour les centrales au gaz et au charbon, le calcul des taux de montée en charge maximum et minimum des quatre dernières années permet de conclure à un taux de montée en charge de 40 % Pnom/h pour les centrales au fioul.

En cohérence avec les contraintes déterminées pour les centrales nucléaires, au charbon et à gaz, celle des centrales au fioul est fixée à 20 %. Cette contrainte prend en compte les différences de flexibilité des différents moyens de production rencontrées dans la revue de littérature. Ainsi, pour les centrales au fioul, la contrainte suivante s'applique :

- Si la production chute de plus de 20 % sur un créneau de deux heures, la production est gelée pour les six prochaines heures.

Enfin, le facteur d'utilisation des centrales au fioul est de 85 %.

Toutes les hypothèses concernant les paramètres de flexibilité des différents moyens de production pilotables étudiés dans ce projet sont donc maintenant fixées. Le Tableau 2.6 fait l'inventaire de ces dernières :

Tableau 2.6 Ensemble des hypothèses de suivi de charge

		Taux de montée en charge (% Pnom/hr)	Facteur de charge minimal (%)	Facteur de disponibilité (%)	Contrainte sur la production (% de variation)
Centrales nucléaires	Bases	2 (2.1.5)	50 (Lokhov, 2011a)	Différents selon les mois (2.1.5)	10 (2.1.5)
	Flexibles	20 (2.1.5)	20 (Cany, 2017)		
Centrales hydroélectriques	Au fil de l'eau			Non flexible	
	Avec réservoirs	100 (Sabourin, 2020)	0 (Sabourin, 2020)	90 (Sabourin, 2020)	Aucune (Sabourin, 2020)
Centrales à charbon	Conventionnelles	30 (2.1.6)	40 (Na et al., 2018)	85 (ENEA Consulting, 2014)	20 (2.1.6)
	Nouvelle génération	60 (2.1.6)	30 (Na et al., 2018)		
Centrales à gaz	Cogénération			Non flexible	
	Cycle combiné	60 (2.1.7)	0 (2.1.7)	90 (ENEA Consulting, 2014)	25 (2.1.7)
Centrale à fioul	Bases	40 (2.1.8)	1 (2.1.7)	85 (ENEA Consulting, 2014)	20 (2.1.7)

Les prochaines hypothèses concernent désormais les moyens de stockage ainsi que les échanges transfrontaliers.

2.1.9 Stockage par STEP

Le stockage par STEP intervient également dans l'équilibre entre la production et la consommation électrique. Les STEPs interviennent dans la consommation lorsque l'eau est pompée pour être stockée dans les réservoirs. À cet instant, un surplus d'électricité est utilisé pour activer la pompe. À l'inverse, la phase de turbinage permet de produire de l'électricité pour l'intégrer au réseau. C'est lors de la phase de turbinage et du transport que les pertes vont s'appliquer. Le rendement total de l'installation est ici supposé égal à 80 %. De plus à l'instant initial de la simulation, le stock de l'ensemble des STEPs est égal à la moitié de sa capacité totale installée.

2.1.10 Stockage par batteries

Un parc de batteries est ajouté à la simulation. Un rendement de 90 % semble être une bonne estimation pour des batteries utilisées dans ce type d'application (de type Lithium-ion) (Rousse, 2020). De plus, à l'état initial, les batteries sont au minimum de leur chargement fixé à 25 % de la capacité totale du parc. Lors du chargement, les batteries participent à la partie consommation de l'équilibre, contrairement au déchargement, où elles participent à la partie production de ce dernier. C'est lors de cette phase que les pertes en ligne s'appliquent. La simulation permet également de calculer le nombre de cycles de charge-décharge des

batteries lors d'une année. Sachant que les batteries utilisées ont une durée de vie d'environ 5 000 cycles, il est ainsi possible de déterminer leur durée de vie en années.

2.1.11 Échanges transfrontaliers

Les derniers acteurs à prendre en compte dans cet équilibre sont les échanges transfrontaliers constitués des importations et des exportations. Les exportations participent à la consommation alors que les importations sont à prendre en compte dans le calcul de la production d'électricité. C'est donc cette partie des échanges qui se verra pénalisée conformément au coefficient de pertes utilisé. De plus, les échanges ne sont pas illimités et ont, comme pour les moyens de production flexibles, une limitation concernant leur capacité de montée en charge. Les taux de montée en charge maximum et minimum des quatre dernières années sont calculés pour les importations et les exportations (Tableau 2.7) :

Tableau 2.7 Taux de montée en charge des échanges avec la France

	Taux de montée en charge exportations (%Pnom/h)		Taux de montée en charge importations (% Pnom/h)	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
2017	-36,80%	29,52%	-42,90%	28,23%
2018	-32,00%	29,54%	-28,31%	28,59%
2019	-27,13%	30,86%	-22,59%	22,58%
2020	-31,66%	36,84%	-22,59%	25,13%

Ainsi, la simulation prend en compte un taux de montée en charge de 30 % Pnom/h pour les exportations et de 25 % Pnom/h pour les importations de façon à être le plus proche de la réalité en prenant en compte les quatre dernières années.

2.1.12 Ordre de production

Dans le but de simuler et d'optimiser l'équilibre du réseau, il est essentiel de définir un ordre de priorité dans la production.

En France, cet ordre de priorité est défini par le coût marginal de production comme évoqué dans la partie 1.1.3.2 aussi appelé préséance économique. La priorité est donc donnée aux moyens de production avec les plus faibles coûts marginaux jusqu'à satisfaire la demande. Le faible coût marginal des EnR les place en tête dans l'ordre de production. Le nucléaire est appelé en second suivi des moyens de production thermique (charbon, gaz, fioul). Une fois tous les moyens de production utilisés, les moyens de stockages sont utilisés (STEPs puis batteries). In fine, ce sont les échanges qui tentent de rétablir l'équilibre.

Ce modèle est propre au marché français, mais comme mentionné plus tôt, c'est ce dernier qui est utilisé pour simuler l'optimisation des mix basés sur les centrales hydroélectriques et au charbon. Il est alors possible de généraliser l'ordre d'appel des différents moyens de production et ce, quel que soit le mix étudié (*cf. Figure 2.4*).

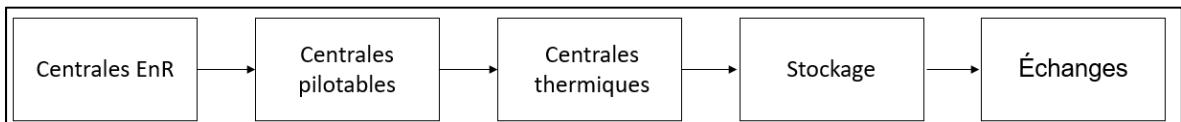


Figure 2.4 Ordre de production des mix simulés

Les centrales pilotables sont les centrales nucléaires, hydroélectriques et au charbon. Ce schéma est ensuite utilisé pour optimiser chacun des moyens de production dans le but d'atteindre l'équilibre du réseau. Cette optimisation fait l'objet de la partie suivante.

2.2 Modèle de simulation informatique des différents mix électriques

Maintenant que les hypothèses de simulation sont déterminées, il est possible de simuler le mix électrique dans le but de l'optimiser. Pour ce faire, le choix est fait de déterminer l'ensemble des productions horaires d'un type de production pour les 8 760 heures de l'année avant de passer à la technologie suivante, et ce, tout en suivant l'ordre de préséance économique défini dans la partie précédente. L'indice « *i* » correspond à l'heure de l'année considérée. Dans cette simulation, un seul moyen de production piloteable est simulé pour chacun des types de mix électriques (le nucléaire, l'hydroélectricité et le charbon).

2.2.1 Optimisation de la production pilotable

Quel que soit le type de mix simulé, les productions provenant des EnR sont les premières à être appelées. Ainsi, les productions éoliennes terrestres et maritimes, solaires ainsi que celles issues des bioénergies sont déterminées dans le but de calculer la production totale d'origine renouvelable. Pour les mix basés sur les centrales nucléaires et au charbon, la totalité de la production hydraulique est calculée lors de cette phase alors que seule la production au fil de l'eau l'est pour les mix basés sur l'hydroélectricité. Une fois cette production déterminée, les centrales de production pilotables vont intervenir dans le but de diminuer l'écart entre la consommation horaire et la production sur cette même tranche horaire.

Dans un objectif de concision et de clarté, le schéma mathématique présenté ci-dessous se généralise aux trois types de production pilotables étudiés. Le terme pilotable de base désigne le nucléaire de base et les centrales à charbon conventionnelles. Ce terme n'existe pas pour les centrales hydroélectriques, car la production issue des centrales au fil de l'eau est considérée comme fatale comme indiqué dans la partie 2.1.4. Le terme de pilotable flexible désigne les centrales nucléaires flexibles, les centrales hydrauliques à réservoirs ainsi que les nouvelles centrales à charbon. Une distinction sera toutefois faite au moment d'appliquer les contraintes de pilotabilité de ces moyens de production pilotables.

L'optimisation concerne un système linéaire à deux dimensions. Cette optimisation doit être faite pour chaque pas de temps. Les différentes variables prenant part à cette optimisation sont présentées dans le Tableau 2.8 (sur deux pages):

Tableau 2.8 Variables d'optimisation de la production nucléaire

Variable	Symbole	Unités	
Consommation horaire (i)	$C[i]$	MWh	Hypothèse
Production totale d'EnR (i)	$P_{EnR}[i]$	MWh	Hypothèse
Production pilotable de base (i)	$P_{Base}[i]$	MWh	À optimiser

Tableau 2.8 Variables d'optimisation de la production nucléaire (suite)

Variable	Symbol	Unités	
Production pilotable flexible (i)	$P_{Flexible}[i]$	MWh	À optimiser
Production pilotable totale (i)	$P_{Pilotable}[i]$	MWh	À optimiser
Pertes	$Pertes$	%	Hypothèse
Taux de montée en charge des centrales pilotables de base	R_{Base}	% Pnom/h	Hypothèse
Taux de montée en charge des centrales pilotables flexibles	$R_{Flexible}$	% Pnom/h	Hypothèse
Pourcentage pilotable de base	$Taux_{Base}$	%	Hypothèse
Facteur de charge pilotable	$F_{Pilotable}$	%	Hypothèse
Capacité pilotable de base	C_{Base}	MW	Hypothèse
Capacité pilotable flexible	$C_{Flexible}$	MW	Hypothèse
Capacité totale du parc pilotable	$C_{Pilotable}$	MW	Hypothèse
Capacité maximale pilotable de base	C_{MBase}	MW	(2.4)
Capacité maximale pilotable flexible	$C_{MFlexible}$	MW	(2.5)
Facteur de charge minimal pilotable de base	F_{mBase}	%	Hypothèse
Facteur de charge minimal pilotable flexible	$F_{mFlexible}$	%	Hypothèse
Capacité minimale pilotable de base	C_{mBase}	MW	(2.6)
Capacité minimale pilotable flexible	$C_{mFlexible}$	MW	(2.7)
Contrainte sur la variation de production	$Var_{Pilotable}$	%	Hypothèse
Capacité maximale pilotable de base (i)	$BaseM[i]$	MW	(2.8)
Capacité minimale pilotable de base (i)	$Basem[i]$	MW	(2.8)
Capacité maximale pilotable flexible (i)	$FlexibleM[i]$	MW	(2.9-10-11)
Capacité minimale pilotable flexible (i)	$Flexiblem[i]$	MW	(2.9-10-11)
Équilibre après optimisation du pilotable (i)	$E_{Pilotable}[i]$	MW	(2.14)

- Capacités maximales des parcs de base et flexible :

$$C_{MBase} = C_{Base} * F_{Pilotable} \quad (2.4)$$

$$C_{MFlexible} = C_{Flexible} * F_{Pilotable} \quad (2.5)$$

- Capacités minimales de ces parcs :

$$C_{mBase} = C_{MBase} * F_{mBase} \quad (2.6)$$

$$C_{mFlexible} = C_{MFlexible} * F_{mFlexible} \quad (2.7)$$

- Capacités du parc de base à l'heure « i »

$$\forall i \in [2; 8760], \begin{cases} BaseM[i] = P_{Base}[i - 1] + C_{MBase} * R_{Base} \\ Basem[i] = P_{Base}[i - 1] - C_{MBase} * R_{Base} \end{cases} \quad (2.8)$$

- Capacités du parc flexible à l'heure « i »

Les contraintes s'appliquant aux moyens de production pilotables ne sont pas les mêmes en fonction du moyen de production considéré et sont expliquées ci-dessous :

Pour les centrales nucléaires, une contrainte s'applique au parc flexible concernant les variations de production de l'ensemble du parc (de base et flexible) :

$$\forall i \in [4; 8760], \quad (2.9)$$

Si :

$$P_{Pilotable}[i - 3] - P_{Pilotable}[i - 1] \leq Var_{Pilotable} * P_{Pilotable}[i - 3]$$

Alors :

$$\begin{cases} FlexibleM[i] = P_{Flexible}[i - 1] + C_{MFlexible} * R_{Flexible} \\ Flexibllem[i] = P_{Flexible}[i - 1] - C_{MFlexible} * R_{Flexible} \end{cases}$$

Sinon :

$$\begin{cases} \text{FlexibleM}[i : i + 3] = P_{\text{Flexible}}[i - 1] \\ \text{Flexiblem}[i : i + 3] = P_{\text{Flexible}}[i - 1] \end{cases}$$

Pour les centrales hydroélectriques, la contrainte sur la variation de production étant nulle, les extrema de la production flexible à l'instant i dépendent uniquement du taux de montée en charge :

$$\forall i \in [2; 8760], \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} \text{FlexibleM}[i] = P_{\text{Flexible}}[i - 1] + C_{M\text{Flexible}} * R_{\text{Flexible}} \\ \text{Flexiblem}[i] = P_{\text{Flexible}}[i - 1] - C_{M\text{Flexible}} * R_{\text{Flexible}} \end{cases}$$

Pour les centrales au charbon, le schéma est sensiblement le même que pour le nucléaire à la différence que la production est gelée plus longtemps en cas de variation importante de production (six heures contre quatre heures) :

$$\forall i \in [4; 8760], \quad (2.11)$$

Si :

$$P_{\text{Pilotable}}[i - 3] - P_{\text{Pilotable}}[i - 1] \leq Var_{\text{Pilotable}} * P_{\text{Pilotable}}[i - 3]$$

Alors :

$$\begin{cases} \text{FlexibleM}[i] = P_{\text{Flexible}}[i - 1] + C_{M\text{Flexible}} * R_{\text{Flexible}} \\ \text{Flexiblem}[i] = P_{\text{Flexible}}[i - 1] - C_{M\text{Flexible}} * R_{\text{Flexible}} \end{cases}$$

Sinon :

$$\begin{cases} FlexibleM[i : i + 5] = P_{Flexible}[i - 1] \\ Flexiblem[i : i + 5] = P_{Flexible}[i - 1] \end{cases}$$

Les extrema des productions de base et flexible permettent ensuite de définir les contraintes du problème d'optimisation :

$$\forall i \in [1; 3] \begin{cases} C_{mBase} \leq P_{Base}[i] \leq C_{MBase} \\ C_{mFlexible} \leq P_{Flexible}[i] \leq C_{MFlexible} \end{cases} \quad (2.12)$$

$$\forall i \in [4; 8760]$$

$$\begin{cases} P_{Base}[i] \leq \min(BaseM[i] ; C_{MBase}) \\ P_{Base}[i] \geq \max(Basem[i] ; C_{mBase}) \\ P_{Flexible}[i] \leq \min(FlexibleM[i] ; C_{MFlexible}) \\ P_{Flexible}[i] \geq \max(Flexiblem[i] ; C_{mFlexible}) \end{cases}$$

Tout en respectant ces contraintes, l'objectif est de minimiser la fonction suivante pour chaque pas de temps horaire :

$$\forall i \in [1; 8760], \quad (2.13)$$

$$|C[i] - (P_{EnR}[i] + P_{Base}[i] + P_{Flexible}[i]) * (1 - Pertes)|$$

Une fois les valeurs optimales déterminées pour les productions pilotables de bases et flexibles, il est possible de calculer l'écart entre consommation et production après cette phase de l'optimisation et ce, pour chaque pas de temps horaire :

$$\forall i \in [1; 8760], \quad (2.14)$$

$$E_{Pilotable}[i] = C[i] - (P_{EnR}[i] + P_{NB}[i] + P_{NF}[i]) * (1 - Pertes)$$

Ce problème d'optimisation est résolu avec le module « pulp » de python. Le code utilisé pour cette résolution est disponible en ANNEXE VII (les Figures allant de A-VII-1 à A-VII-9).

Les productions pilotables de bases et flexibles sont alors déterminées pour tendre vers un équilibre du réseau. Toutefois, ces moyens de production à eux seuls ne sont pas suffisants pour assurer cet équilibre. Les centrales à gaz sont ensuite utilisées pour remplir cette tâche.

2.2.2 Optimisation de la production à gaz

Cette phase de l'optimisation concerne les centrales à cycle combiné. L'entrant de l'optimisation de la production à gaz est la différence entre production et consommation issue de l'optimisation de la production pilotable. Dans cette phase, la variable à optimiser est la production électrique des centrales à gaz à cycle combiné.

L'optimisation de la production à gaz est encore une fois un système linéaire, mais cette fois-ci, à une dimension. Les différentes variables utilisées pour le calcul de l'optimisation sont regroupées dans le Tableau 2.9 ci-dessous (sur deux pages):

Tableau 2.9 Variables d'optimisation de la production à gaz

Variable	Symbole	Unités	
Équilibre après pilotable (i)	$E_{Pilotable}[i]$	MWh	(2.14)
Production gaz à cycle combiné (i)	$P_{Gaz}[i]$	MWh	À optimiser
Pertes	$Pertes$	%	Hypothèse
Taux de montée en charge des centrales à gaz	R_{Gaz}	%Pnom/h	Hypothèse

Tableau 2.9 Variables d'optimisation de la production à gaz (suite)

Variable	Symbol	Unités	
Capacité centrale à gaz (cycle combiné)	C_{Gaz}	MW	Hypothèse
Facteur de charge gaz	F_{Gaz}	%	Hypothèse
Capacité maximale gaz	C_{MG}	MW	(2.15)
Facteur de charge minimal gaz	F_{mG}	%	Hypothèse
Capacité minimale gaz	C_{mG}	MW	(2.16)
Contrainte sur la variation de production	Var_{Gaz}	%	Hypothèse
Capacité maximale gaz (i)	$GM[i]$	MW	(2.17)
Capacité minimale gaz (i)	$Gm[i]$	MW	(2.17)
Équilibre après optimisation des centrales à gaz (i)	$E_{Gaz}[i]$	MW	(2.20)

- Capacité maximale du parc à gaz (cycle combiné) :

$$C_{MG} = C_{Gaz} * F_{Gaz} \quad (2.15)$$

- Capacités minimales du parc :

$$C_{mG} = C_{MG} * F_{mG} \quad (2.16)$$

- Capacités du parc à l'heure « i » :

Des contraintes sur la production d'électricité à partir des centrales à gaz interviennent en cas d'une variation trop importante de la production (définie par Var_{Gaz}) :

$$\forall i \in [4; 8760], \quad (2.17)$$

Si :

$$P_{Gaz}[i - 3] - P_{Gaz}[i - 1] \leq Var_{Gaz} * P_{Gaz}[i - 3] :$$

Alors :

$$\begin{cases} GM[i] = P_{Gaz}[i - 1] + C_{MG} * R_{Gaz} \\ Gm[i] = P_{Gaz}[i - 1] - C_{MG} * R_{Gaz} \end{cases}$$

Sinon :

$$\forall i \in [4; 8760], \begin{cases} GM[i : i + 5] = P_{Gaz}[i - 1] \\ Gm[i : i + 5] = P_{Gaz}[i - 1] \end{cases}$$

Les contraintes d'optimisation pour cette phase sont les suivantes :

$$\forall i \in [1; 3], C_{mG} \leq P_{NB}[i] \leq C_{MG} \quad (2.18)$$

$$\forall i \in [4; 8760], \begin{cases} P_{Gaz}[i] \leq \min(GM[i]; C_{MG}) \\ P_{Gaz}[i] \geq \max(Gm[i]; C_{mG}) \end{cases}$$

Tout en respectant ces contraintes, l'objectif est de minimiser la fonction suivante :

$$\forall i \in [1; 8760], \quad (2.19)$$

$$|E_{Pilotable}[i] - (P_{Gaz}[i]) * (1 - Pertes)|$$

Après cette phase d'optimisation l'équilibre devient donc :

$$\forall i \in [1; 8760], \quad (2.20)$$

$$E_{Gaz}[i] = E_{Pilotable}[i] - (P_{Gaz}[i]) * (1 - Pertes)$$

Le code d'optimisation de la production d'électricité à partir des centrales à gaz est disponible en ANNEXE VII (Figure A-VI-10 à Figure A-VI-12).

La production d'origine thermique à fioul est ensuite sollicitée. Ce type de production est la dernière pilotable à prendre en considération avant l'optimisation des moyens de stockage.

2.2.3 Optimisation de la production des centrales à fioul

Cette phase de l'optimisation est utilisée pour évaluer la cohérence du programme en le comparant à un cas réel. Aucun des scénarios simulés par la suite ne contient des centrales à fioul.

L'entrant est la différence entre la production et la consommation à l'issue de la phase d'optimisation des centrales à gaz. Cette phase de l'optimisation ressemble en tout point à celle de ces mêmes centrales. Le schéma d'optimisation n'est donc pas présenté pour des soucis de clarté pour le lecteur.

Une fois toutes les productions d'origines thermiques optimisées, la production issue des centrales à cogénération est ajoutée à l'équilibre. Cette dernière n'intervient que maintenant dans le processus d'optimisation, car elle dépend du réseau de chaleur et n'est donc pas directement prévisible.

Le code d'optimisation de la production d'électricité à partir des centrales au fioul est disponible en ANNEXE VII (Figure A-VII-13 à A-VII-15).

2.2.4 Optimisation des moyens de stockage

Les optimisations des différents moyens de stockage que constituent les STEPs et les batteries sont en tous points similaires. Les STEP ou les batteries sont capables de participer à la production (turbanage ou décharge) mais aussi à la consommation (pompage ou chargement) d'électricité.

Le problème d'optimisation à résoudre est donc un système linéaire à deux dimensions avec comme entrant, la différence entre production et consommation à l'issue de la phase d'optimisation des centrales thermiques pour les STEPs et celle à l'issue de la phase d'optimisation des STEPs pour les batteries.

Les différentes variables utilisées lors de cette phase d'optimisation sont présentées dans le Tableau 2.10 :

Tableau 2.10 Variables d'optimisation de la production / consommation des STEP

Variable	Symbol	Unités	
Équilibre après centrales thermiques (i)	$E_{thermique}[i]$	MWh	(2.20)
Production d'électricité (turbanage ou décharge) (i)	$P_{stock}[i]$	MWh	À optimiser
Consommation d'électricité (pompage ou chargement) (i)	$C_{stock}[i]$	MWh	À optimiser
Pertes	<i>Pertes</i>	%	Hypothèse
Rendement du moyen de stockage	R_{Stock}	%	Hypothèse
Capacité installée du moyen de stockage	C_{inst}	MW	Hypothèse
Capacité de pompage/chargement	C_+	MW	(2.21)
Capacité de turbinage/déchargement	C_-	MW	(2.22)
Stock du moyen de stockage (i)	$S_{Stock}[i]$	MW	(2.23)
Stock du turbinage/déchargement (i)	$S_-[i]$	MW	(2.23)
Stock du pompage/chargement (i)	$S_+[i]$	MW	(2.23)
Équilibre après moyen de stockage (i)	$E_{Stock}[i]$	MW	(2.26)

La définition de certaines de ces variables est essentielle à la compréhension de la suite de l'optimisation :

- Capacités de pompage/chargement et de turbinage/déchargement :

$$C_+ = C_{inst} \quad (2.21)$$

$$C_- = C_{inst} * R_{Stock} \quad (2.22)$$

- Stock de pompage/chargement et de turbinage/déchargement

$$S_{Stock}[1] = \frac{C_+}{2} (STEP) ; S_{Stock}[1] = \frac{C_+}{4} (Batteries) \quad (2.23)$$

$$S_+[1] = C_{inst} - S_{Stock}[1]$$

$$S_-[1] = S_{Stock}[1] * R_{Stock}$$

$$\forall i \in [2; 8760],$$

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{Stock}[i] = S_{Stock}[i-1] - \frac{P_{Stock}[i]}{R_{Stock}} + C_{Stock}[i] \\ S_+[i] = C_{inst} - S_{Stock}[i] \\ S_-[i] = S_{Stock}[i] * R_{Stock} \end{array} \right.$$

Ainsi, la définition choisit implique que lorsque la capacité du moyen de stockage est nul, la capacité de turbinage ou de déchargement est nulle et celle de pompage ou de chargement est maximale.

Il est maintenant possible de définir les différentes contraintes de cette phase d'optimisation :

$$P_{Stock}[1] = C_{Stock}[1] = 0 \quad (2.24)$$

$$\forall i \in [2; 8760],$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{Stock}[i] \leq \min(S_-[i-1]; C_-) \\ 0 \leq C_{Stock}[i] \leq \min(S_+[i-1]; C_+) \\ 0 \leq C_{Stock}[i] - \frac{P_{Stock}[i]}{R_{Stock}} + S_{Stock}[i-1] \leq C_{inst} \end{cases}$$

La fonction à minimiser est la suivante (pour le cas des batteries, l'équilibre à l'issue de la phase d'optimisation des centrales thermiques est remplacé par celui à l'issue de l'optimisation des STEPs) :

$$\forall i \in [1; 8760], \quad (2.25)$$

$$|E_{thermique}[i] + C_{Stock}[i] - (P_{Stock}[i]) * (1 - Pertes)|$$

L'équilibre du mix électrique après cette phase d'optimisation devient alors :

$$\forall i \in [1; 8760], \quad (2.26)$$

$$E_{Stock}[i] = E_{thermique}[i] + C_{Stock}[i] - (P_{Stock}[i]) * (1 - Pertes)$$

Le code permettant de simuler cette phase de l'optimisation est disponible en ANNEXE VII (Figure A-VII-16 et A-VII-18).

La prochaine et dernière étape de l'optimisation est celle des échanges transfrontaliers.

2.2.5 Optimisation des échanges transfrontaliers

Cette phase d'optimisation est la dernière. L'optimisation des échanges est également un système linéaire à deux dimensions. Les différentes variables prenant part à cette optimisation sont présentées dans le Tableau 2.11 :

Tableau 2.11 Variables d'optimisation des échanges transfrontaliers

Variable	Symbole	Unités	
Équilibre après les moyens de stockage (i)	$E_{Stock}[i]$	MWh	(2.26)
Export (i)	$Export[i]$	MWh	À optimiser
Import (i)	$Import[i]$	MWh	À optimiser
Pertes	$Pertes$	%	Hypothèse
Taux de montée en charge des exportations	R_{export}	% Pnom / h	Hypothèse
Taux de montée en charge des importations	R_{import}	%Pnom / h	Hypothèse
Capacité exportation	C_{export}	MW	Hypothèse
Capacité importation	C_{import}	MW	Hypothèse
Capacité maximale exportation (i)	$ExportM[i]$	MW	(2.27)
Capacité minimale exportation (i)	$Exportm[i]$	MW	(2.27)
Capacité maximale importation (i)	$ImportM[i]$	MW	(2.27)
Capacité minimale importation (i)	$Importm[i]$	MW	(2.27)
Équilibre final (après optimisation) (i)	$E_{final}[i]$	MW	(2.30)

- Capacités d'exportation à l'heure « i »

$$\begin{aligned} \forall i \in [2; 8760] \\ \begin{cases} ExportM[i] = Export[i - 1] + C_{export} * R_{export} \\ Exportm[i] = Export[i - 1] - C_{export} * R_{export} \end{cases} \end{aligned} \quad (2.27)$$

$$\begin{aligned} \forall i \in [2; 8760] \\ \begin{cases} ImportM[i] = Import[i - 1] + C_{import} * R_{import} \\ Importm[i] = Import[i - 1] - C_{import} * R_{import} \end{cases} \end{aligned}$$

Les contraintes s'appliquant à ce problème d'optimisation portent sur les capacités de variation des volumes d'échanges transfrontaliers :

$$\begin{aligned} Export[1] &= 0 \\ Import[1] &= 0 \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$\forall i \in [2; 8760] \begin{cases} Export[i] \leq \min(ExportM[i]; C_{export}) \\ Export[i] \geq \max(Exportm[i]; 0) \\ Import[i] \leq \min(ImportM[i]; C_{import}) \\ Import[i] \geq \max(Importm[i]; 0) \end{cases}$$

Tout en respectant ces contraintes, l'objectif est de minimiser la fonction suivante :

$$\begin{aligned} \forall i \in [1; 8760] \\ |E_{Stock}[i] + Export[i] - (Import[i]) * (1 - Pertes)| \end{aligned} \quad (2.29)$$

Il est alors possible de déterminer l'équilibre final, c'est-à-dire celui obtenu après toutes les phases d'optimisation :

$$\forall i \in [1; 8760] \quad (2.30)$$

$$E_{final}[i] = E_{Stock}[i] + Export[i] - (Import[i]) * (1 - Pertes)$$

L'équilibre final ainsi obtenu doit être le plus souvent nul pour assurer l'équilibre du réseau. L'ANNEXE VII (Figure A-VII-19 à A-VII-21) présente les codes utilisés pour cette phase de l'optimisation.

2.2.6 Comparaison de la simulation à la réalité

L'optimisation présentée dans la partie précédente est ensuite appliquée aux mix électriques de 2019 et de 2020 français afin de comparer les résultats du modèle avec la réalité.

- Mix électrique de 2019

Les variables d'entrée du modèle sont celles du Tableau 2.12 (sur deux pages). Les capacités installées des différentes technologies de production sont en mégawatt. Les bases de données météorologiques de 2019 sont utilisées pour déterminer les productions d'origine renouvelable.

Tableau 2.12 Capacités installées (en MW) en 2019

	2019 France
Consommation (TWh)	470
Onshore	15 133
Offshore	0
Solaire	8 546
Hydraulique	25 536
Bioénergies	2 047
Nucléaire de base	37 878
Nucléaire flexible	25 252
Gaz	12 146

Tableau 2.12 Capacités installées (en MW) en 2019 (suite)

	2019 France
Fioul	3 498
Charbon	2 997
Import	27 000
Export	34 000
Cogénération	4 700

Les résultats obtenus par la simulation sont présentés dans le Tableau 2.13. Les écarts représentent l'écart absolu entre la réalité et la simulation pondéré par la consommation totale.

Tableau 2.13 Résultats et écarts de production par technologie (2019)

	Réel (TWh)	Simulé (TWh)	Ecart absolu pondéré (%)
Consommation	470,44	470,45	0,00%
Nucléaire	379,06	383,06	0,85%
Gaz	37,11	22,56	3,09%
Dont cogénération	12	12	0,00%
Charbon	1,55	0,68	0,18%
Fioul	2,39	2,1	0,06%
Eolien terrestre	33,81	33,81	0,00%
Eolien Offshore	X	X	X
Solaire	12,1	12,1	0,00%
Hydraulique	59,6	59,6	0,00%
Bioénergies	9,66	9,66	0,00%
Echanges	-58,34	-16,4	8,92%

La simulation est ici conforme à la réalité pour les productions renouvelables ainsi que pour le nucléaire. En revanche, les écarts concernant les productions thermiques (et notamment celles au gaz) sont relativement importants. Cette différence est difficilement explicable et pourrait provenir d'une mauvaise place de ces types de production dans l'ordre d'appel ou encore de l'utilisation d'hypothèses simplificatrices.

Ce manque de production d'origine thermique engendre une diminution des exportations du modèle. L'écart par rapport à la réalité est donc lui aussi relativement important. Il a également été remarqué, dans les bases de données de RTE, qu'il arrive que la production soit volontairement excédentaire pour favoriser les exportations vers les pays frontaliers. Or, cette simulation ne vise pas à favoriser les échanges, mais à atteindre l'équilibre pour chaque pas de temps horaire, ce qui explique également les écarts importants obtenus au niveau des échanges.

- Mix électrique de 2020

Pour cette simulation, la base de données de 2020 est utilisée pour déterminer les productions issues des EnR. Les capacités installées (en MW) en 2020 en France sont présentées dans le Tableau 2.14 ci-dessous :

Tableau 2.14 Capacités installées en 2020

	2020 France
Consommation (TWh)	444
Onshore	17 616
Offshore	0
Solaire	10 387
Hydraulique	25 732
Bioénergies	2 172
Nucléaire	61 370
Gaz	12 567
Fioul	3 389
Charbon	2 978
Import	27 000
Export	34 000
Cogénération	4 700

Les résultats de la simulation sont les suivants (Tableau 2.15) :

Tableau 2.15 Résultats et écarts de production par technologie (2020)

	Réel (TWh)	Simulé (TWh)	Ecart absolu pondéré (%)
Consommation	444,19	444,18	0,00%
Nucléaire	334,06	353,69	4,42%
Gaz	33,52	15,01	4,17%
Dont cogénération	11,06	11,06	0,00%
Charbon	1,35	0,21	0,26%
Fioul	1,65	1,03	0,14%
Eolien terrestre	38,95	38,95	0,00%
Eolien Offshore	X	X	X
Solaire	12,63	12,63	0,00%
Hydraulique	64,3	64,3	0,00%
Bioénergies	9,37	9,37	0,00%
Echanges	-45,37	-16,32	6,54%

Les conclusions obtenues après l'étude du mix électrique de 2019 sont également valables pour celui 2020.

Par la suite, les productions d'origine thermique (principalement au gaz et au fioul) seront inexistantes. Pour ce qui est de la production issue des centrales au charbon, ces simulations ne le considèrent pas comme moyen de production pilote prioritaire. En effet, dans les deux simulations faites pour les mix électriques de 2019 et de 2020 pour la France, seules les centrales nucléaires sont utilisées comme moyens de production pilotes prioritaires.

Lorsque les mix électriques basés sur le charbon seront simulés, ce seront les centrales à charbon qui seront appelées en premières et donc simulées avant les autres moyens de production. De cette manière, les centrales à charbons auront pour but de réguler la production et la simulation sera plus proche de la réalité. Analyser les simulations avec les centrales hydroélectriques et celles à charbon comme moyens de production pilotes n'a pas réellement d'intérêt, car la comparaison est faite avec le mix électrique français. En raison des bons résultats de l'optimisation de la production nucléaire pour le cas du mix

français, celles pour les centrales hydroélectriques et au charbon sont considérées comme correctes pour la suite.

Concernant l'équilibre du réseau, les deux simulations ne présentent aucune heure de sous-production ou de surproduction montrant ainsi un réseau électrique bien équilibré. La simulation est donc fiable sur ce critère et permet de comparer les résultats obtenus pour différents types de mix simulés.

Ce modèle est donc conservé pour étudier l'influence des moyens de production pilotables dans l'intégration des EnRI dans le mix électrique.

CHAPITRE 3

RÉSULTATS

Le modèle présenté dans la partie précédente est donc conservé pour simuler différentes configurations de mix électriques dans le but d'étudier l'influence des moyens de production pilotables sur l'intégration des EnRI. Dans un premier temps, les simulations sont effectuées sans prendre en compte une quelconque méthode d'équilibrage du réseau. Ces simulations permettent donc de prendre connaissance des paramètres de flexibilité des moyens de production piloteable. La deuxième partie consiste à implanter des méthodes (stockages, échanges, effacements) afin de diminuer les déséquilibres rencontrés lors de la première partie. Enfin, les taux de pénétration maximum des EnR sont déterminés et comparés pour chacun des mix électriques considérés.

3.1 Présentation des scénarios

Les scénarios étudiés sont inspirés du bilan prévisionnel long terme de RTE (RTE, 2021b) dans le but d'obtenir des mix électriques plausibles. L'objectif de ces simulations est d'étudier, d'un point de vue macroscopique, l'impact de la réduction des différents moyens de production pilotables sur l'équilibre du réseau. Les différents mix sont simulés pour une consommation annuelle de 630 TWh contre 470 TWh aujourd'hui. Cette augmentation prend notamment en compte le fait de remplacer l'utilisation des combustibles fossiles par l'électricité notamment dans le domaine des transports. Elle suppose également une utilisation d'électricité pour la production d'hydrogène ou autres gaz de synthèse (Figure 3.1, RTE, 2021b).

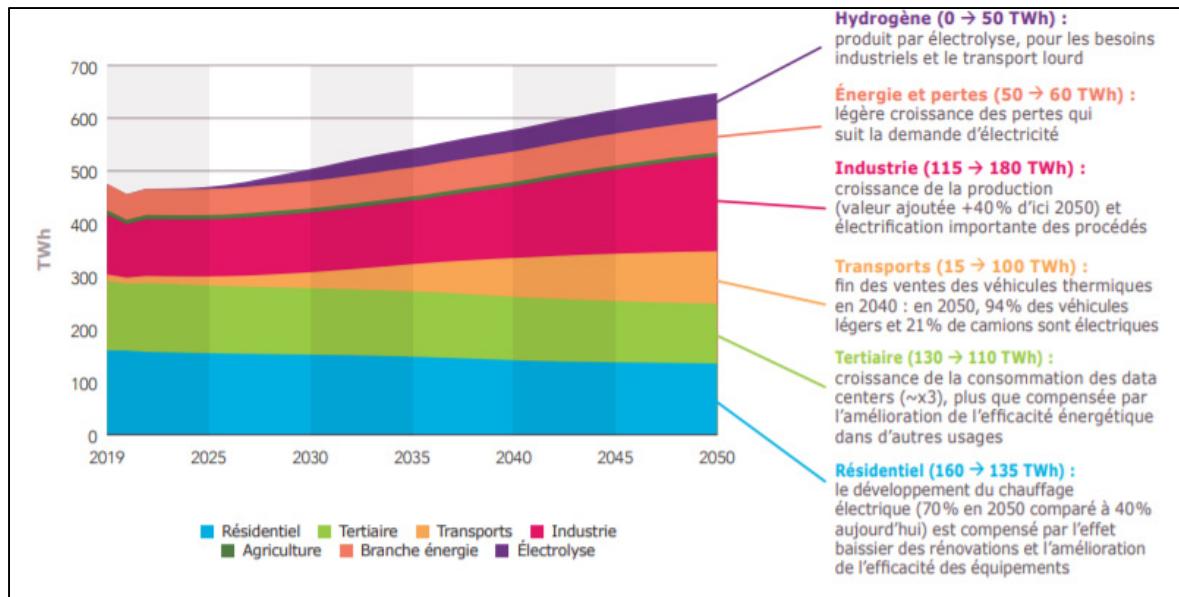


Figure 3.1 Évolution de la consommation nationale
Tirée de RTE (2021)

Dans son rapport, RTE distingue deux types de nucléaire, celui de base qui est actuellement utilisé en France et celui de nouvelle génération ou flexible. Pour généraliser aux autres types de mix électriques, pour un scénario donné, les mêmes capacités installées sont utilisées pour les moyens de production pilotables de bases et flexibles dans le but de comparer uniquement les paramètres de flexibilités de ces technologies.

La Figure 3.2 montre la répartition des capacités installées des différents mix simulés. Les moyens de production pilotables de bases sont les centrales nucléaires et à charbon conventionnelles ainsi que les centrales hydroélectriques au fil de l'eau. Les moyens pilotables flexibles sont eux constitués des centrales nucléaires et des centrales à charbon de nouvelle génération ainsi que des centrales hydroélectriques avec réservoirs.

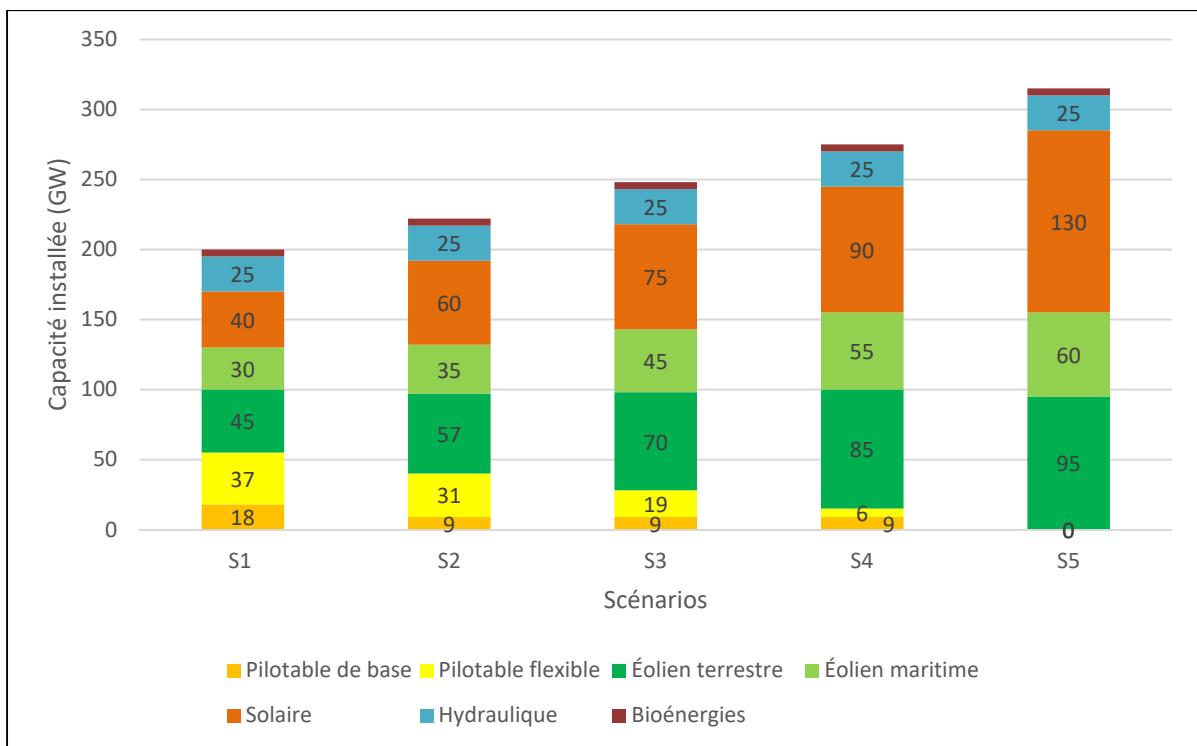


Figure 3.2 Capacité installée des moyens de production selon les scénarios simulés

À noter que la capacité installée de l'hydraulique reste la même quel que soit le type de mix simulés. Ainsi, pour la simulation des mix électriques basés sur l'hydraulique, les capacités flexibles et de bases seront ajoutées aux 25 GW déjà présents et dont la production est déterminée à l'aide des coefficients horaires comme expliqué dans la partie précédente. Ce choix vise à comparer les différents moyens de production pilotables dans des scénarios identiques.

Tous les mix étudiés considèrent une capacité installée nulle pour les centrales thermiques au gaz et au fioul. De plus, la capacité totale des STEPs est de 5 GW comme celle des bioénergies. Le parc des batteries a quant à lui une capacité de 3 GW. La répartition détaillée de chacun des mix électriques simulés est présentée en ANNEXE VIII (Tableau A-VIII-1).

Les scénarios ainsi présentés sont utilisés pour alimenter le modèle d'optimisation décrit dans la partie précédente. Les résultats obtenus font l'objet de la section suivante.

3.2 Résultats des simulations

3.2.1 Répartition de la production

Les différents mix électriques de cette série de simulations sont basés sur différents moyens de production pilotables. Les paramètres de flexibilités étant différents selon le moyen de production simulé, les répartitions finales des mix varient selon les technologies et sont présentées dans les figures suivantes :

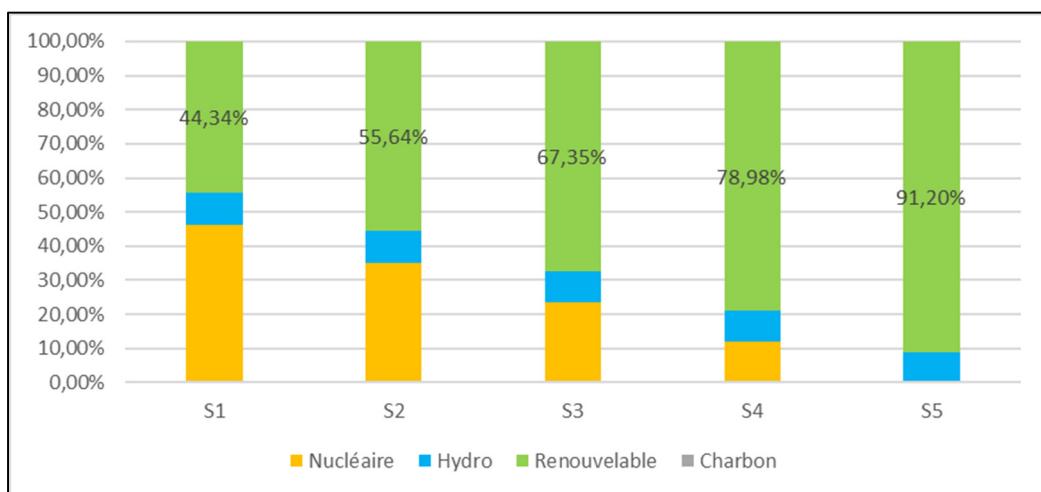


Figure 3.3 Répartition de la production pour les mix basés sur le nucléaire

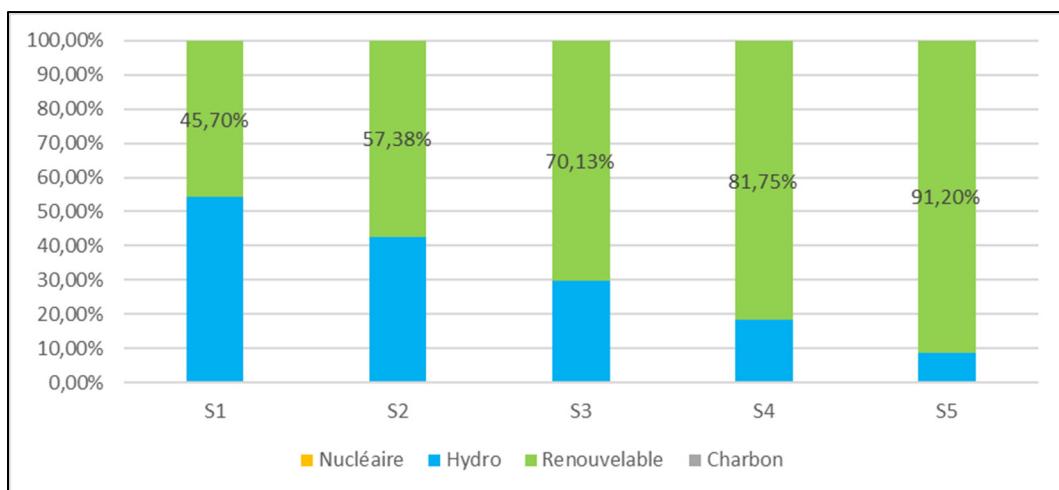


Figure 3.4 Répartition de la production pour les mix basés sur l'hydroélectricité

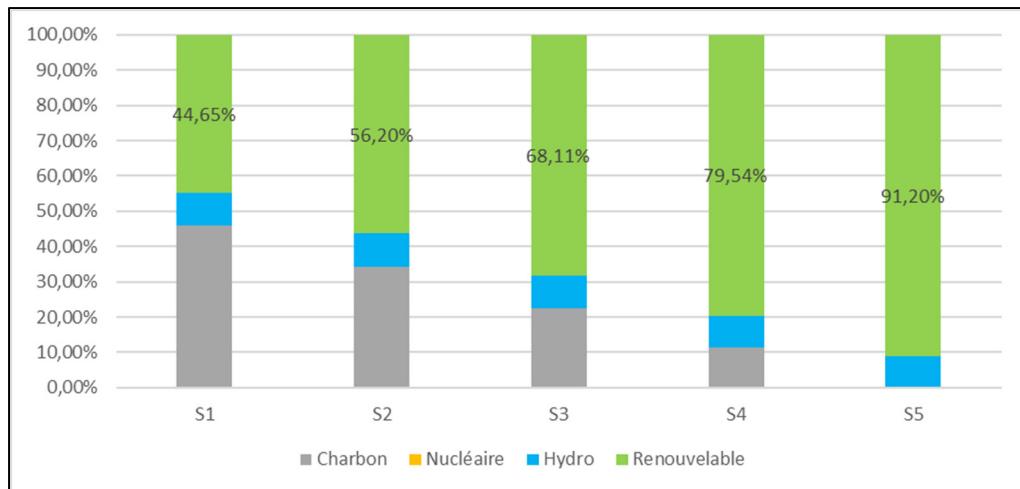


Figure 3.5 Répartition de la production pour les mix basés sur le charbon

Il ressort de ces simulations que les centrales hydroélectriques ont une place moins importante dans la production totale, ce qui s'explique par la modélisation des centrales au fil de l'eau comme étant une production fatale et donc ne pouvant être flexible contrairement aux moyens de production de base du nucléaire et du charbon (centrales conventionnelles) qui peuvent adapter légèrement leur production selon les besoins.

Les facteurs de charge des technologies pilotables sont calculés pour chacune des simulations (*cf.* Tableau 3.1). Les centrales hydroélectriques sont celles présentant les facteurs de charge les plus bas (notamment en raison des centrales au fil de l'eau), ce qui justifie la remarque précédente.

Tableau 3.1 Facteur de charge des technologies pilotables

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	64,20%	66,22%	65,04%	64,05%	0,00%
Hydraulique	60,10%	60,48%	54,07%	46,09%	0,00%
Charbon	63,25%	64,32%	61,94%	60,34%	0,00%

3.2.2 Heures propices au déséquilibre du réseau

Par leur nom, les EnRI sont intermittentes, et à ce titre, ne produisent pas de l'électricité de façon homogène tout au long de la journée. Certaines heures sont plus touchées par une sous-production des moyens de production. La Figure 3.6 montre le profil moyen de consommation horaire, celui de la production moyenne horaire d'EnR ainsi que la différence entre ces deux profils pour le scénario S1. Les courbes des différences entre consommation et production d'EnR sont identiques quels que soient les scénarios simulés, elles sont plus ou moins translatées vers les valeurs négatives à mesure que les capacités installées des EnR augmentent (*cf.* ANNEXE IX).



Figure 3.6 Profil de consommation et de production d'EnR horaire du scénario S1

Ainsi, la différence entre consommation et production d'EnR n'est pas constante tout au long de la journée. Les moyens de production pilotables sollicités par la suite doivent donc adapter leur production dans le but de suivre cet écart. Cette tâche est plus ou moins aisée selon les moyens de production utilisés.

Le Tableau 3.2 montre la répartition des heures de sous-production rencontrées lors d'une année de simulation pour l'ensemble des scénarios pour chacun des moyens de production pilotables utilisés. Il est plus difficile de satisfaire l'équilibre du réseau lors des heures où les différences entre consommation et production d'EnR sont les plus importantes.

Tableau 3.2 Répartition des heures de sous-production selon le moyen pilotable utilisé

	Nucléaire	Hydro	Charbon
0h-2h	3,47%	5,34%	4,21%
2h-4h	1,88%	3,08%	2,41%
4h-6h	1,18%	2,06%	1,63%
6h-8h	13,92%	13,48%	14,08%
8h-10h	10,31%	9,53%	9,34%
10h-12h	1,46%	2,53%	1,82%
12h-14h	0,00%	0,04%	0,01%
14h-16h	0,07%	0,16%	0,32%
16h-18h	6,88%	7,59%	7,83%
18h-20h	28,33%	27,23%	28,46%
20h-22h	28,02%	22,33%	24,37%
22h-24h	4,48%	6,64%	5,53%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

Le plus souvent, les tranches horaires présentant le plus d'occurrence de sous-production sont celles de 6h à 10h et de 18h à 22h. Ces dernières correspondent au moment où la courbe de l'écart entre consommation et production d'EnR (présentés dans la Figure 3.6) est à son maximum.

Au contraire, les heures les plus propices à un surplus de production correspondent à celles identifiées dans le creux de la courbe de différence entre consommation et production d'EnR de la Figure 3.6. Cette tranche horaire s'étend de 10h à 18h. Les résultats de la simulation sont présentés dans le Tableau 3.3 :

Tableau 3.3 Répartition des heures de surproduction selon le moyen piloteable utilisé

	Nucléaire	Hydro	Charbon
0h-2h	0,00%	0,00%	0,00%
2h-4h	0,00%	0,00%	0,00%
4h-6h	0,00%	0,00%	0,00%
6h-8h	0,00%	0,00%	0,00%
8h-10h	0,74%	0,88%	2,65%
10h-12h	25,00%	21,15%	27,52%
12h-14h	33,87%	34,11%	29,39%
14h-16h	24,16%	25,54%	24,40%
16h-18h	14,86%	16,68%	14,14%
18h-20h	1,37%	1,63%	1,50%
20h-22h	0,00%	0,00%	0,00%
22h-24h	0,00%	0,00%	0,40%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

Ainsi, c'est lors de ces heures de creux et de pointes que les moyens de production doivent être le plus flexible. Il est également possible de ne pas appeler la totalité du parc solaire ou éolien lors des épisodes de forte production de ces derniers couplés à une faible demande.

La suite du rapport compare les volumes de déséquilibre obtenus à la suite de l'optimisation des moyens de production pilotables. Ces volumes sont la conséquence directe des heures de déséquilibres présentées dans cette partie.

3.2.3 L'équilibre du réseau

Tous les mix électriques ne présentent pas le même nombre d'heures de déséquilibre en raison des différences de flexibilité des moyens de production utilisés. Il est donc essentiel de comparer ces différents moyens de production entre eux pour déterminer ceux générant le moins de déséquilibre pour le réseau. La partie suivante présente les résultats de cette comparaison.

Cette partie présente dans un premier temps, la comparaison entre les différents moyens de production pilotables selon leur capacité à limiter les épisodes de déséquilibre lors de la

journée du 2 septembre pour le scénario S3. C'est lors de cette journée que le minimum de production d'EnRI est obtenu (21,9 MWh entre 7h et 8h). La deuxième partie étudie la faculté des mix électriques à saisir l'équilibre du réseau en évaluant le nombre d'heures ainsi que les volumes de sous-production et de surproduction rencontrés lors d'une année de simulation. Ce sont ces critères qui permettent de comparer les différentes technologies pilotables entre elles. Ces critères sont évalués à la fin de l'optimisation des moyens pilotables et ne prennent donc pas en compte l'optimisation des moyens de stockage ainsi que des échanges.

3.2.3.1 Cas particulier du 2 septembre

La Figure 3.7 montre la production cumulée des différentes centrales ainsi que la consommation lors de cette journée du 2 septembre pour le scénario S3 basé sur le nucléaire.

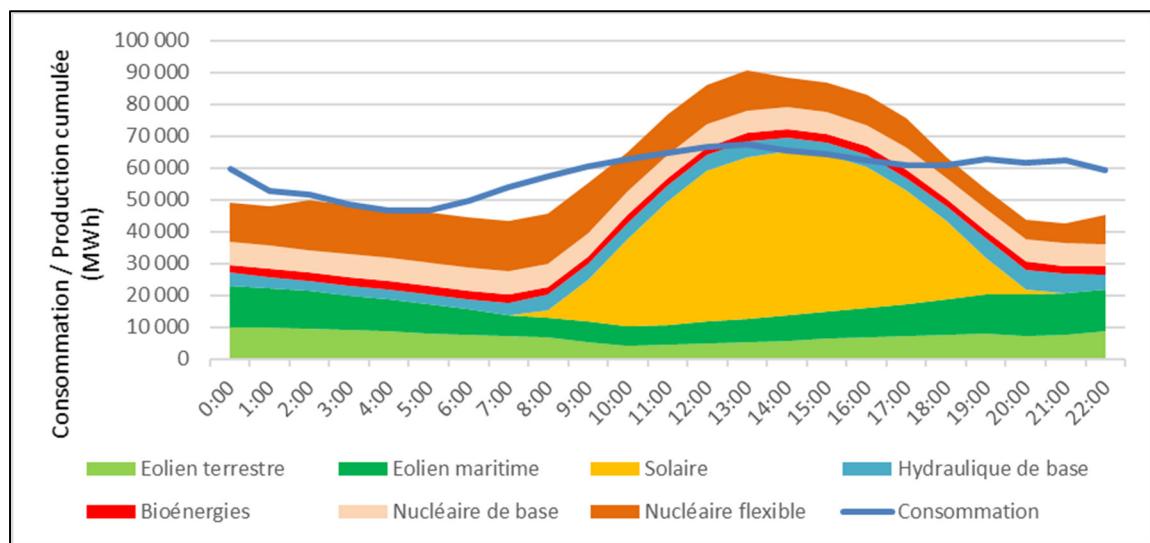


Figure 3.7 Consommation et production cumulé pour le 2 septembre (S3 Nucléaire)

Dans ce cas de figure, la différence entre production et consommation, au moment où la production d'EnRI est la plus faible, est de 10,9 GWh.

La Figure 3.8 présente ce même graphique mais pour un mix électrique basé sur les centrales hydroélectriques.

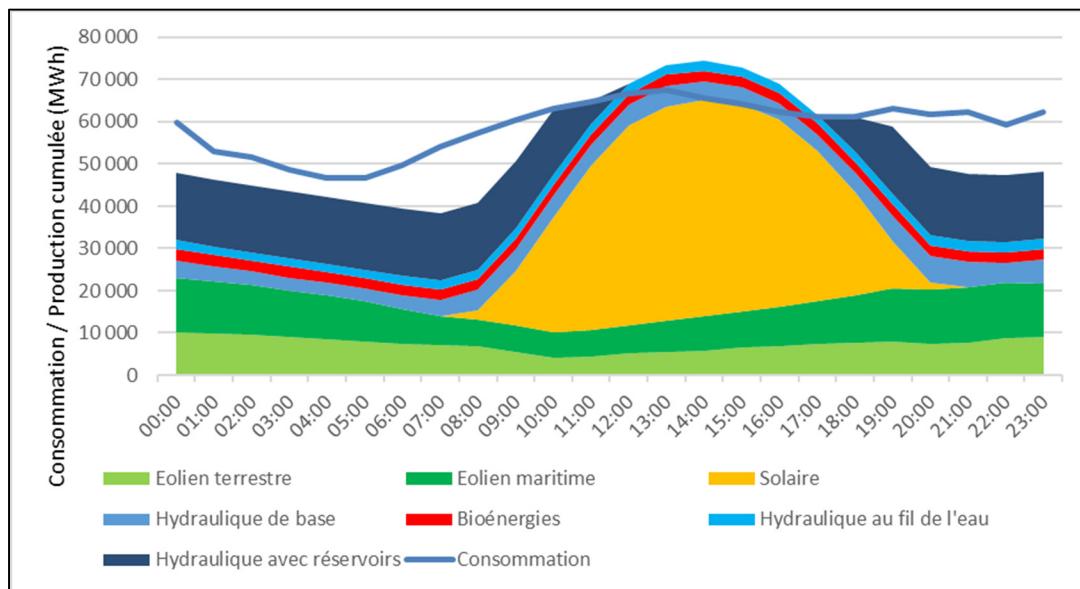


Figure 3.8 Consommation et production cumulé pour le 2 septembre (S3 Hydro)

La différence entre production et consommation à 7h lors de cette journée est assez importante pour le mix basé sur les centrales hydroélectriques (15,9 GWh). Ceci s'explique par la faible production des centrales au fil de l'eau. Cette production n'est pas pilotable et qui plus est, cette journée de faible production d'EnRI intervient à la fin de l'été, moment où les débits sont les plus faibles et les productions des centrales au fil de l'eau les moins élevées de l'année (*cf. ANNEXE VI*).

Pour ce qui est du mix basé sur les centrales au charbon, cet écart est de 11,7 GWh au même moment. La Figure 3.9 présente ces écarts pour chaque heure de la journée.

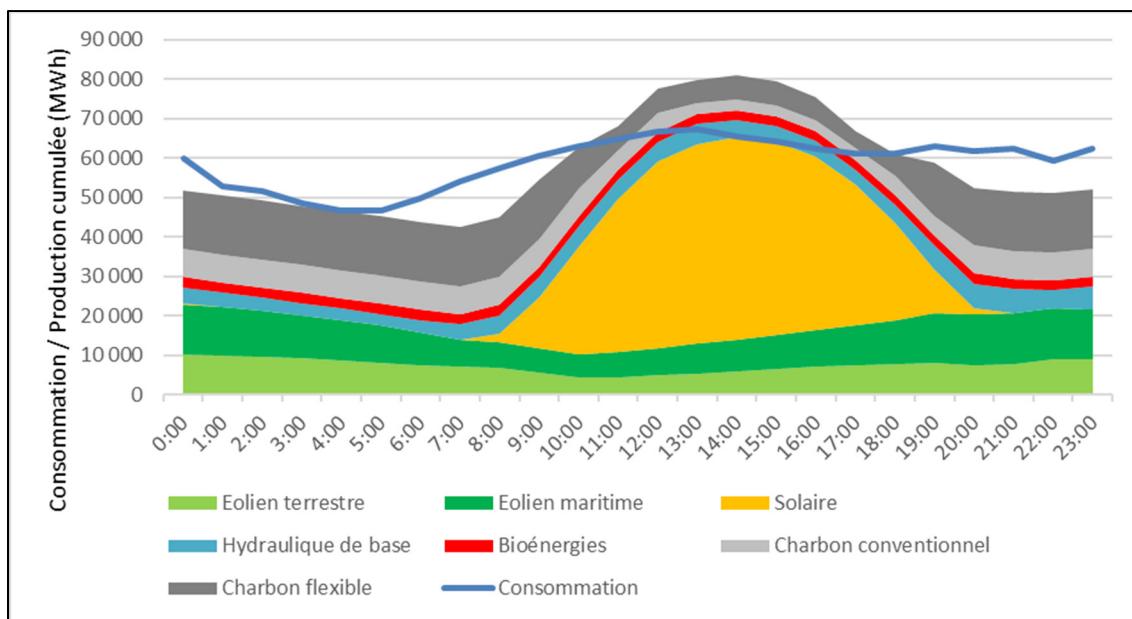


Figure 3.9 Consommation et production cumulé pour le 2 septembre (S3 Charbon)

Les centrales au fil de l'eau pénalisent donc le mix basé sur l'hydroélectricité en présentant des volumes de sous-production plus importants.

Ces figures permettent également de montrer la faculté des centrales hydroélectriques à réguler leur production pour éviter la surproduction. Lors de cette même journée, la production solaire est relativement importante, ce qui fait augmenter considérablement la production d'EnRI entre 7h et 14h. Les centrales hydroélectriques, par le biais des centrales à réservoirs, diminuent alors brusquement leur production en moins d'une heure. Les centrales nucléaires et au charbon n'ont pas les capacités de stopper leur production aussi rapidement.

En effet, à 14h, au moment où la production d'EnRI est la plus importante de la journée, l'écart entre production et consommation est de 8,8 GWh excédentaires pour le mix basé sur l'hydroélectricité contre 15,5 GWh pour celui basé sur les centrales au charbon et 22,9 GWh pour celui basé sur les centrales nucléaires. Cette différence est due aux facteurs de charge minimum des différents moyens de production pilotables. Pour rappel, il est de 0 % pour les centrales hydrauliques à réservoirs, de 20 % pour les centrales nucléaires les plus flexibles et de 30 % pour les centrales au charbon de nouvelle génération.

Ce cas particulier permet de mettre en avant les facultés de régulation à la baisse (pour éviter les épisodes de sous-production) des centrales au charbon ainsi que des centrales nucléaires. Les centrales hydroélectriques se distinguent par leur capacité à limiter les épisodes de surproduction.

La suite de cette partie porte désormais sur l'ensemble de l'année de simulation.

3.2.3.2 Sous-production

Les analyses qui suivent se concentrent exclusivement sur les propriétés des différents moyens de production pilotables sans tenir compte de l'optimisation des moyens de stockage et des échanges. Les volumes et heures de déséquilibre peuvent donc paraître relativement importants.

Le Tableau 3.4 présente les résultats des simulations concernant le nombre d'heures de sous-production rencontrées sur une année. Une heure de sous-production est comptabilisée lorsque l'écart entre la consommation et la somme des productions renouvelables et pilotables, sur cette tranche horaire, est supérieur à une limite fixée à 0,1 MWh.

Tableau 3.4 Nombre d'épisodes de sous-production par technologie et scénario

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	3 339	4 475	4 512	4 594	5 035
Hydro	3 199	3 732	4 258	4 771	5 035
Charbon	2 062	3 672	3 943	4 265	5 035

Il ressort de cette comparaison que la proportion croissante des capacités installées d'EnRI dans le mix électrique est préjudiciable à l'équilibre du réseau. En effet, pour chaque mix électrique basé sur différentes technologies pilotables, le nombre d'heures de sous-production croît à mesure que la capacité installée de ces technologies diminue. Le nucléaire est la technologie pilotable présentant les résultats les moins bons en termes de suivi de

charge. En accord avec ce qui a été vu dans le cas particulier du 2 septembre, les centrales hydroélectriques sont à la peine pour limiter les épisodes de sous-production en raison de la fatalité de la production des centrales au fil de l'eau. Les centrales au charbon sont quant à elles les plus performantes pour limiter les épisodes de sous-production.

Les volumes de sous-production d'électricité sur une année sont corrélés aux résultats précédents. Ces volumes varient en fonction des capacités installées des moyens de production pilotables sans toutefois dépasser un pour cent de la production totale annuelle.

Le cas de figure le plus extrême est obtenu pour les mix sans technologies pilotables (S5). La Figure 3.10 présente ces résultats.

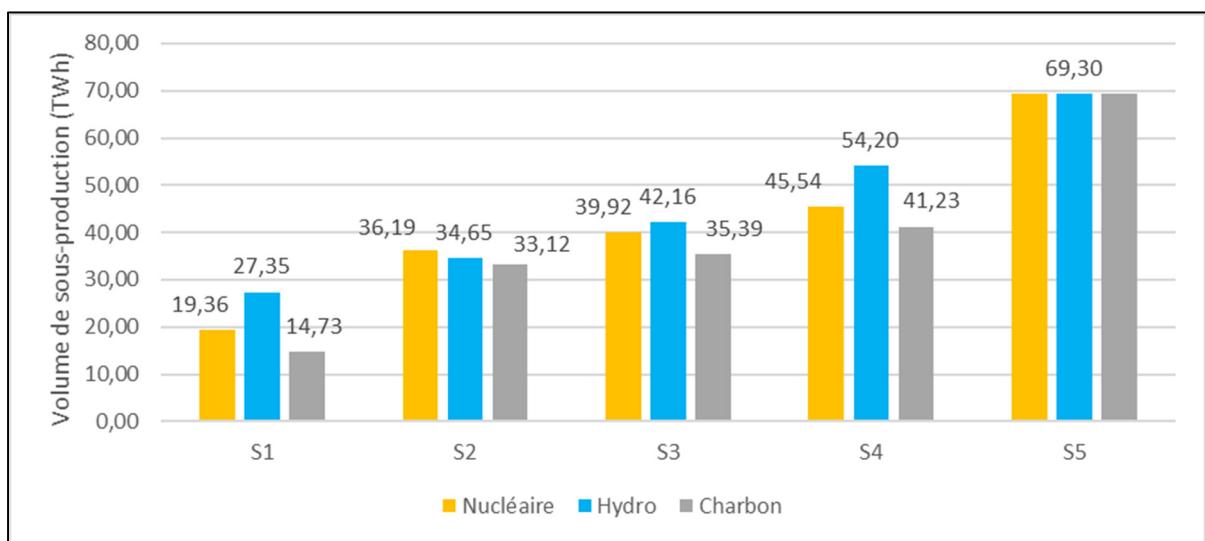


Figure 3.10 Volume de sous-production en fonction du scénario et du type de production en base

Les remarques du cas particulier du 2 septembre se confirment pour le cas général. Le fait de considérer l'hydroélectricité au fil de l'eau comme moyen de production fatal (contrairement aux autres moyens pilotables de base) est préjudiciable pour les performances de production des centrales hydroélectriques. C'est cette technologie qui présente les moins bonnes

performances pour limiter les volumes de sous-production. Les centrales à charbon sont les plus performantes.

Un autre critère pouvant être pris en compte pour étudier l'équilibre du réseau est la moyenne des volumes de sous-production. Toutes les heures de sous-production ne sont, en effet, pas équivalentes. Certaines représentent une part minime de la production totale de l'heure en question alors que d'autres représentent une part beaucoup plus importante, ce qui a évidemment plus de répercussion sur l'équilibre du réseau. Le Tableau 3.5 représente ces moyennes obtenues pour les différentes simulations.

Tableau 3.5 Moyenne des volumes de sous-production par épisode en MWh

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	5 798	8 087	8 847	9 912	13 764
Hydro	8 548	9 285	9 902	11 360	13 764
Charbon	7 145	9 019	8 974	9 667	13 764

Comme étudié pour le cas particulier du 2 septembre (3.2.3.1), ce sont les centrales nucléaires qui présentent les volumes moyens de sous-production les moins importants. Bien que le nombre d'épisodes soit plus nombreux que pour les centrales au charbon, il est préférable d'avoir un volume moyen plus faible afin de rendre l'équilibrage plus facile par les moyens de stockage et les échanges par la suite. Les difficultés de suivi de charge rencontrées par l'hydroélectricité en raison de la production fatale des centrales au fil de l'eau se répercutent sur les volumes de sous-production lors des journées durant lesquelles les productions d'EnRI sont très faibles.

Pour cette série de simulations, ce sont donc les centrales nucléaires et au charbon qui présentent les meilleures performances de suivi de charge devant les centrales hydroélectriques.

3.2.3.3 Surproduction

Les résultats obtenus pour la sous-production ne sont pas transposables à la surproduction. En effet, comme démontré dans le cas particulier du 2 septembre (3.2.3.1), pour ce qui est de la capacité des moyens pilotables à réguler le surplus de production des EnRI, l'hydroélectricité présente de meilleurs résultats.

Le Tableau 3.6 présente le nombre d'épisodes de surproduction rencontrés lors des différentes simulations. Un épisode de surproduction est obtenu lorsque l'écart entre la consommation et la production à l'issue de l'optimisation des moyens pilotables est inférieur à -0,1 MWh.

Tableau 3.6 Nombre d'épisodes de surproduction par technologie et scénario

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	2607	2763	3326	3885	3725
Hydro	58	596	1744	3076	3725
Charbon	661	1972	2596	3425	3725

Les centrales nucléaires sont celles qui ont le plus de difficulté vis-à-vis de la limitation du nombre d'épisodes de surproduction. Les centrales hydroélectriques sont ici nettement plus performantes que les deux autres moyens de production en raison de la très grande flexibilité des centrales avec réservoirs, capables de stopper leur production en cinq minutes.

La Figure 3.11, présentant les volumes de surproduction, exerce le rôle crucial des technologies pilotables dans l'équilibre du réseau. Sans ces technologies (S5), les volumes de surproduction sont très importants et avoisinent les 100 TWh, ce qui représente presque 16 % de la consommation annuelle.

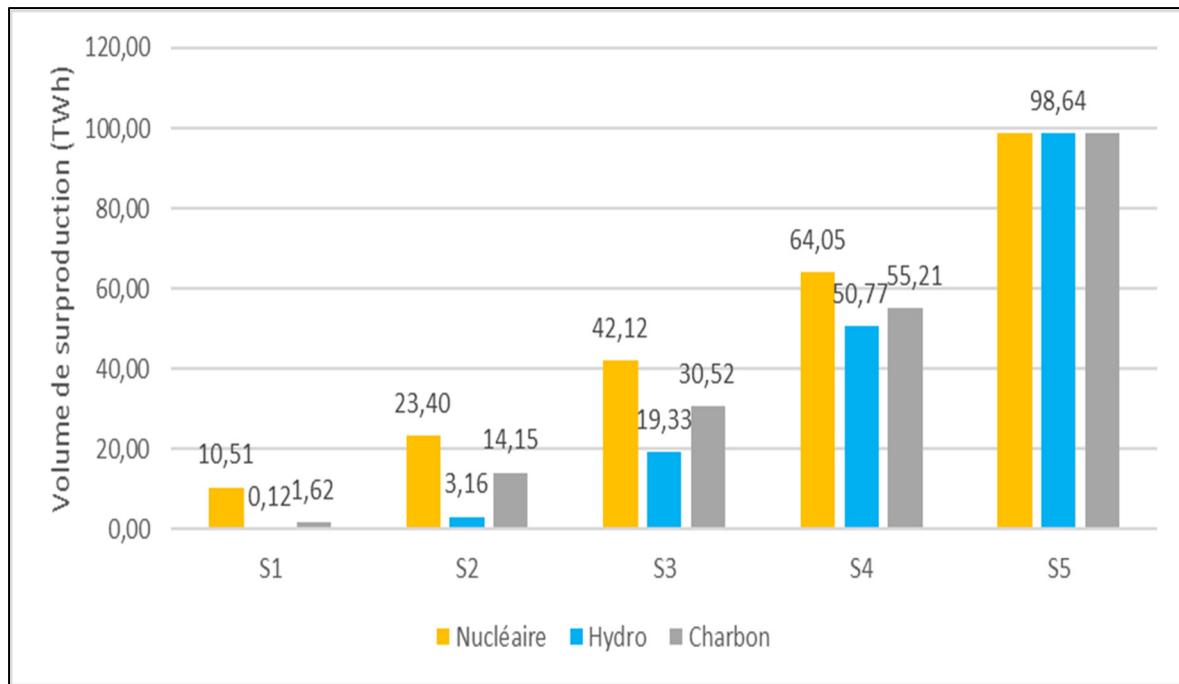


Figure 3.11 Volume de surproduction en fonction du scénario et du type de production en base

Les volumes de surproduction les plus importants sont obtenus pour les centrales nucléaires. Les centrales hydroélectriques sont celles générant le moins de déséquilibre.

Afin d'étudier l'impact de ces déséquilibres pour le réseau et d'ainsi connaître les éventuelles capacités nécessaires de stockage et d'échange, il est intéressant de comparer les moyennes des différents épisodes de surproduction selon les scénarios étudiés (*cf.* Tableau 3.7).

Tableau 3.7 Moyenne des volumes de surproduction par épisode en MWh

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	4 031	8 470	12 664	16 488	26 479
Hydro	2 068	5 305	11 085	16 504	26 479
Charbon	2 458	7 177	11 756	16 120	26 479

Conformément aux résultats du cas particulier du 2 septembre (3.2.3.1), ce sont les centrales nucléaires qui présentent les plus mauvais résultats et qui affichent les volumes moyens de surproduction les plus importants, rendant ainsi plus complexe l'équilibrage par les moyens de stockage et les échanges. Les centrales hydroélectriques sont les plus performantes.

Pour résumer, cette comparaison des facultés des moyens de production pilotables à respecter l'équilibre du réseau met en avant les performances respectives de chacun des moyens de production. Alors que les centrales nucléaires sont les plus performantes pour éviter les épisodes de sous-production, celles hydroélectriques le sont pour éviter les épisodes de surproduction. Les centrales à charbon présentent quant à elles des performances moyennes dans les deux cas.

3.2.4 Solutions d'équilibrage du réseau

Les résultats analysés dans la partie précédente présentent des volumes de surproduction et de sous-production non-négligeables, il est donc nécessaire de trouver des solutions afin d'assurer la sécurité du réseau tout en intégrant les productions provenant des EnRI.

3.2.4.1 Stockage et échanges

Les moyens de stockage ainsi que les échanges permettent de tendre vers l'équilibre après les phases d'optimisation des différents moyens de production pilotables et leur utilisation diffère selon le moyen pilotable utilisé. Cette partie vise à présenter les principaux résultats en matière de stockage et d'échanges obtenus lors des différentes simulations.

- Les moyens de stockage
 - L'utilisation des STEPs

Dans cette simulation, les STEPs sont les premiers moyens de stockage appelés pour tenter de rétablir l'équilibre du réseau électrique. Leur utilisation est largement conditionnée par les

volumes de surproduction rencontrés à l'issue de la phase d'optimisation des moyens de production pilotables. En effet, un fort volume de surproduction permet de remplir les réservoirs via l'utilisation des pompes. Dans le cas contraire et donc sans volume de surproduction, il est impossible de remplir ces réservoirs et d'utiliser les STEPs lors des phases de sous-production.

De ce fait, les volumes de pompage sont bien plus importants pour les mix basés sur les centrales nucléaires en comparaison avec les deux autres comme le montre le Tableau 3.8 :

Tableau 3.8 Volume de pompage (TWh)

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	2,223	2,087	2,088	2,057	1,964
Hydro	0,019	0,203	1,001	1,539	1,964
Charbon	0,188	1,100	1,373	1,614	1,964

Par exemple, pour le scénario S1, le volume de surproduction à l'issue de l'optimisation des centrales nucléaire est de 10,51 TWh contre 1,62 TWh pour les centrales au charbon et 0,12 TWh pour les centrales hydroélectriques. Cette grande différence de volume explique les différences de pompage présentées dans le tableau ci-dessus.

Les écarts de volume de pompage généré selon les moyens de production utilisés se répercutent sur ceux de turbinage. En effet, si les réservoirs sont moins remplis lors des phases de pompage, l'électricité générée lors des phases de turbinage sera moindre. Le Tableau 3.9 met en avant ces résultats en présentant les volumes de turbinage avant l'application du facteur de pertes :

Tableau 3.9 Volume de turbinage (TWh)

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	1,780	1,672	1,673	1,648	1,573
Hydro	0,017	0,164	0,803	1,233	1,573
Charbon	0,153	0,882	1,100	1,293	1,573

Les volumes de pompage et de turbinage sont donc plus importants pour les mix électriques basés sur les centrales nucléaires. Dans le but d'étayer la comparaison, la Figure 3.12 présente la somme des volumes générés pour l'ensemble des scénarios.

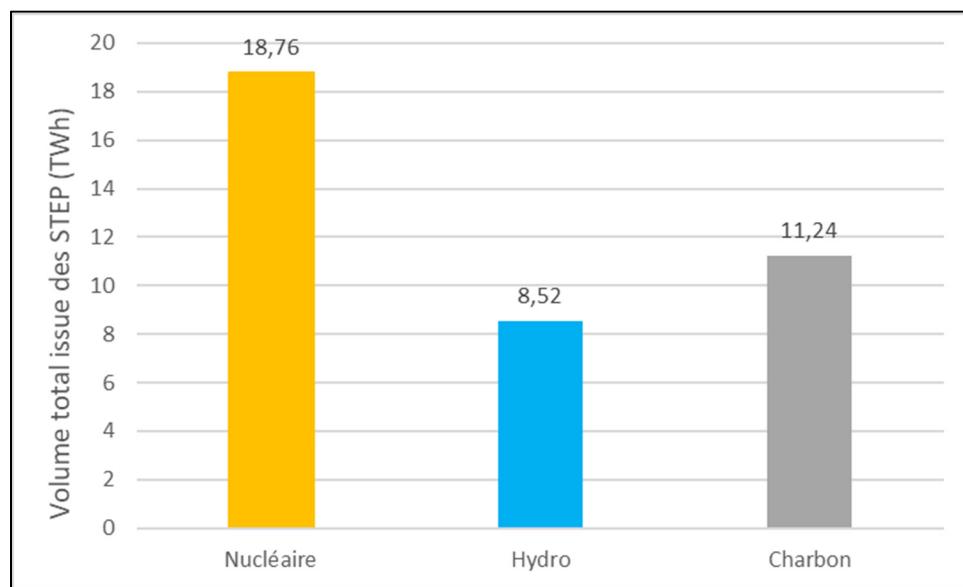


Figure 3.12 Volume total issu des STEPs selon les technologies pilotables utilisées

Ainsi, les centrales nucléaires génèrent un volume total issu des STEPs 2,2 fois plus important que par les centrales hydroélectriques et 1,7 fois plus important que pour les centrales au charbon.

Cette différence est bénéfique pour les centrales nucléaires, leur permettant ainsi de diminuer les volumes de déséquilibre à la suite de cette phase d'optimisation.

- L'utilisation des batteries

Les remarques faites précédemment pour les STEPs sont valables pour les batteries. Les forts volumes de surproduction du nucléaire favorisent la recharge des batteries et donc leur utilisation lors des épisodes de sous-production.

À titre indicatif, pour le scénario 1, la phase d'optimisation des STEPs n'a pas changé fondamentalement les volumes de surproduction. Ils sont désormais de 8,29 TWh pour le nucléaire, de 1,43 TWh pour le charbon et de 0,10 TWh pour les centrales hydroélectriques. C'est donc logiquement que les centrales nucléaires génèrent les volumes de charge des batteries les plus importants (*cf.* Tableau 3.10).

Tableau 3.10 Volume de charge des batteries (TWh)

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	0,81	0,82	0,82	0,79	0,80
Hydro	0,00	0,06	0,40	0,64	0,80
Charbon	0,04	0,38	0,51	0,64	0,80

L'augmentation des volumes de surproduction des centrales hydroélectriques et au charbon pour les scénarios présentant le moins de capacités pilotables installées (S4 et S5) implique une augmentation des volumes de charge pour ces mix.

Les volumes de déchargement des batteries sont corrélés à ceux de chargement. En effet, il n'est pas possible de générer plus d'électricité lors du déchargement des batteries que ce qui a été utilisé pour les charger. Les volumes de déchargement avant application du facteur de pertes sont présentés dans le Tableau 3.11 :

Tableau 3.11 Volume de décharge des batteries (TWh)

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	0,73	0,74	0,73	0,71	0,72
Hydro	0,00	0,06	0,36	0,57	0,72
Charbon	0,03	0,34	0,46	0,57	0,72

Ainsi, ce sont encore une fois les centrales nucléaires qui tirent le plus profit des avantages des batteries pour réguler l'écart entre production et consommation dans le but d'assurer l'équilibre du réseau.

Enfin, la Figure 3.13 mets en avant les volumes totaux issus des batteries lors de cette phase d'optimisation.

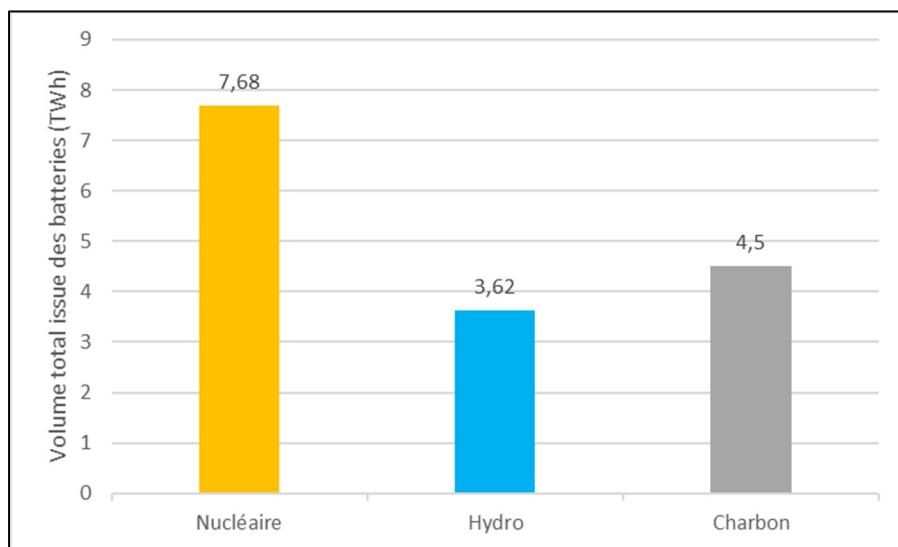


Figure 3.13 Volume total issu des batteries selon les technologies pilotables utilisées

Les centrales nucléaires sont donc les moyens de production pilotables générant le volume cumulé de charge et de décharge issu des batteries le plus important (2,1 fois plus important que l'hydroélectricité et 1,7 fois plus que les centrales au charbon), ce qui leur permet de tendre un peu plus vers l'équilibre.

Les résultats concernant l'utilisation des moyens de stockage présentés précédemment tiennent compte de l'optimisation en amont de la production des moyens de production pilotables. Cette optimisation n'implique pas de générer volontairement des volumes de surproduction dans le but de remplir les réservoirs des STEPs ou de recharger les batteries plus facilement. Cette pratique est notamment utilisée en France dans le but d'alimenter les réservoirs des STEPs et ainsi, de pouvoir les utiliser plus rapidement lors des épisodes de sous-production.

- Les échanges

Une fois les moyens de stockage optimisés, la dernière étape pour assurer l'équilibre du réseau est l'optimisation des échanges transfrontaliers. Les capacités horaires d'échanges sont limitées et déterminées par le taux de montée en charge. Ainsi, il n'est pas possible de simplement exporter ou importer la quantité nécessaire pour atteindre l'équilibre.

- Importations

Les importations sont utilisées lorsqu'une période de sous-production est rencontrée. Le volume importé n'est pas directement soustrait du total de sous-production en raison du facteur de pertes.

Le Tableau 3.12 présente les volumes d'importation rencontrés dans les différents mix électriques simulés :

Tableau 3.12 Volume d'importation (TWh)

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	18,18	35,43	38,85	45,33	72,39
Hydro	29,19	36,28	42,69	54,22	72,39
Charbon	15,65	34,01	35,40	41,29	72,39

Pour cette série de simulations, les volumes de sous-production à l'issue de la phase d'optimisation des moyens de production pilotables sont très largement supérieurs pour les mix basés sur les centrales hydroélectriques comme étudiés dans la partie 3.2.3.2. C'est pour cette raison que les volumes d'importation appelés par cette technologie le sont également. Les centrales au charbon présentaient les volumes de sous-production les plus faibles, ce qui explique également le fait que ce soit cette technologie qui requiert le moins de volume d'importation.

- Exportations

Pour ce qui est des exportations, les volumes issus des moyens de stockage, très largement utilisés par les centrales nucléaires, diminuent les volumes d'exportation générés par cette technologie. En effet, alors que le surplus de production à l'issue de la phase d'optimisation des centrales nucléaires pour le scénario S1 est de 10,51 TWh, le volume d'exportation nécessaire est de seulement 7,65 TWh comme indiqué dans le Tableau 3.13 présentant les volumes d'exportation pour chaque scénario simulé. À titre de comparaison, le volume d'exportation est de 0,10 TWh pour les centrales hydroélectriques et de 1,44 TWh pour celles au charbon alors qu'à l'issue des phases d'optimisation des moyens de production, ils étaient respectivement de 0,12 TWh et de 1,62 TWh.

Tableau 3.13 Volume d'exportation (TWh)

	S1	S2	S3	S4	S5
Nucléaire	7,65	20,64	38,86	57,87	78,73
Hydro	0,10	2,93	18,10	47,05	78,73
Charbon	1,44	13,54	28,81	51,11	78,73

La Figure 3.14 montre le volume total des échanges (somme des importations et des exportations) selon les moyens de production utilisés. Les résultats affichés somment les volumes de chacun des cinq scénarios simulés et sont présentés pour chacune des séries de simulations.

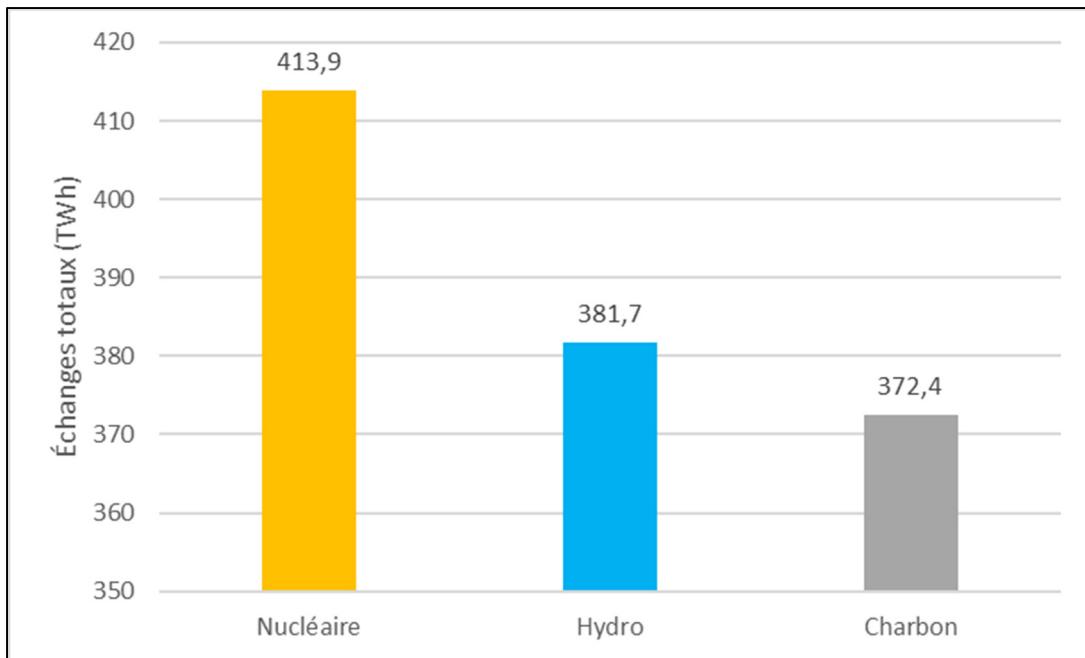


Figure 3.14 Volume total issu des échanges selon les technologies pilotables utilisées

Les mix électriques basés sur le nucléaire nécessitent toujours le volume d'échange le plus important, montrant ainsi la nécessité de capacités d'interconnexions importantes pour les mix basés sur le nucléaire.

- Conclusion

Les moyens de stockage et les capacités d'importations et d'exportations jouent un rôle majeur dans l'intégration des EnRI dans le mix électrique. Sans ces moyens de régulation, les écarts entre production et consommation d'électricité seraient beaucoup trop importants et compromettraient la sécurité du réseau, et ce, même avec les moyens de production les plus flexibles.

La Figure 3.15 met en exergue cette remarque. La partie gauche montre les volumes de déséquilibre à l'issue de la phase d'optimisation des productions des moyens pilotables (étiquette « Avant »). Ce dernier est beaucoup plus élevé que celui des écarts après

optimisation du stockage et des échanges se trouvant sur la partie droite du graphique (étiquette « Après »).

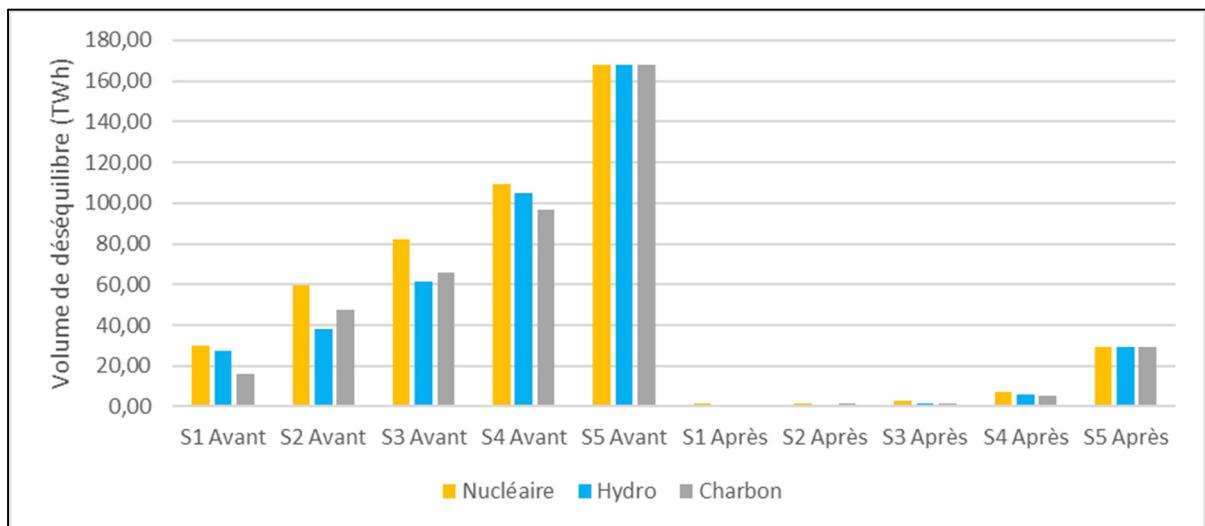


Figure 3.15 Volumes de déséquilibre avant et après optimisation du stockage et des échanges

L'intérêt de ces moyens de stockage et des échanges transfrontaliers est donc sans équivoque. Pour chacun des moyens de production étudiés, la diminution des volumes de déséquilibre permis par le stockage et les échanges représente un peu plus de 90 % des volumes rencontrés avant leur optimisation.

Toutefois, les épisodes de déséquilibre du réseau ne sont pas nuls à l'issue de cette phase d'optimisation. Ainsi, pour tenter d'atteindre l'équilibre des différents mix électriques simulés, il est nécessaire d'étudier d'autres solutions. Il peut par exemple être intéressant d'augmenter les capacités de stockage ou d'étudier une possible intégration de stockage par hydrogène. Ces études ne font pas partie du corps de ce sujet de recherche et ne sont donc pas étudiées.

La suite du rapport s'intéresse à la possibilité de réguler la consommation et la production des EnRI dans le but de limiter l'écart avant la phase d'optimisation des moyens de production pilotables.

3.2.4.2 Effacement de la consommation

Une première solution permettant de limiter les volumes de sous-production d'électricité consiste à demander aux consommateurs et aux grands groupes industriels de diminuer leur consommation lors des heures de fortes demandes. Cette méthode, appelée effacement de consommation, est déjà répandue dans certains pays comme la France pour assurer l'équilibre du réseau notamment grâce à l'installation de compteurs communicants et intelligents dans les foyers. Cette consommation peut tout simplement être annulée (baisse du chauffage) ou reportée (utilisation d'appareils électroménagers pendant les heures creuses).

La Figure 3.16 montre la moyenne des consommations horaires selon les mois de l'année. Les pics de consommation ont principalement lieu lors des mois d'hiver (décembre, janvier et février), entre 8h et 14h et 18h et 22h.

Heure / Mois	Consommation moyenne en MWh (sur les neuf années d'étude) et en France											
	Janvier	Fevrier	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	92 021	92 543	82 103	71 316	64 809	62 538	62 858	58 814	61 404	67 268	79 422	87 204
1	86 330	86 918	76 474	65 247	58 346	55 503	55 643	52 066	54 642	60 805	73 353	81 392
2	85 314	86 400	75 559	63 777	56 619	53 529	53 794	50 278	52 962	59 098	71 862	80 193
3	82 245	83 475	72 816	60 816	53 469	50 421	50 766	47 372	50 043	55 948	68 733	77 084
4	79 400	80 663	70 154	58 275	51 010	48 153	48 652	45 360	47 985	53 631	66 255	74 340
5	79 197	80 595	70 113	58 149	50 766	47 985	48 693	45 360	48 048	53 794	66 402	74 218
6	83 201	84 735	74 218	61 572	53 022	49 434	50 481	47 352	51 219	57 513	70 476	77 835
7	90 456	91 935	80 416	66 570	56 883	54 054	53 428	49 343	57 561	64 484	77 616	84 278
8	96 065	96 008	83 831	70 476	61 252	59 073	58 102	52 818	60 816	69 381	81 795	89 480
9	97 183	98 055	85 843	73 353	64 443	62 811	62 350	56 964	63 819	71 535	83 538	90 720
10	98 260	98 820	86 168	74 550	66 313	65 352	65 357	60 053	66 087	73 141	84 672	92 041
11	98 382	98 280	85 599	74 487	67 105	66 633	67 146	61 923	67 263	73 568	84 672	92 061
12	98 991	98 640	85 924	75 327	68 629	68 355	68 975	63 793	68 670	74 584	85 281	92 793
13	98 991	98 010	85 721	75 558	69 564	69 216	69 910	65 256	69 195	74 584	85 470	93 037
14	95 760	94 590	82 347	72 450	66 658	66 969	68 101	62 959	66 927	71 820	82 152	89 643
15	92 671	91 350	79 319	69 804	64 565	65 625	67 004	61 760	65 373	69 503	79 716	86 899
16	90 984	89 190	76 941	67 368	62 533	63 903	65 378	60 236	63 609	67 512	78 288	85 375
17	91 147	88 448	75 641	65 604	60 947	62 307	64 016	58 915	62 139	66 069	78 960	86 757
18	97 325	91 530	77 185	65 709	60 947	62 181	63 610	58 793	62 139	67 512	85 701	92 915
19	102 284	100 598	84 176	68 733	63 406	63 819	64 687	60 074	64 512	72 674	89 796	95 862
20	99 255	98 865	86 554	69 069	62 878	62 244	63 163	59 017	65 184	74 746	86 751	93 159
21	94 053	93 735	82 306	69 468	60 744	58 989	60 013	57 554	64 134	69 564	81 333	88 363
22	89 745	89 618	78 445	67 914	61 293	58 653	60 094	57 736	60 249	65 540	77 364	84 440
23	93 484	93 578	82 428	71 904	65 845	64 386	65 357	61 191	63 483	69 056	81 207	88 424

Figure 3.16 Consommation moyenne horaire (MWh) selon le mois de l'année

Ainsi, c'est lors de ces tranches horaires qu'il va être demandé aux particuliers et aux grands groupes industriels de limiter leur consommation électrique. En cohérence avec les consommations lors de ces périodes, le choix est fait de simuler un effacement de consommation lorsque la consommation horaire dépasse 95 GWh.

La programmation pluriannuelle prévoit une capacité d'effacement de consommation de 6,5 GW d'ici 2028 (Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2018). La simulation efface 5% de la consommation lorsque cette dernière dépasse la limite fixée plus haut. De cette façon, et avec un maximum de consommation horaire de 108 360 MWh sur une heure, la capacité maximale d'effacement s'élève à 5 418 MW, ce qui respecte la prévision de la programmation pluriannuelle.

Plusieurs effacements de consommation sont étudiés. Le premier considère un report intégral de la consommation effacée. Le deuxième reporte seulement la moitié de la consommation effacée alors que le dernier ne considère aucun report (la consommation est alors supprimée). Pour la simulation des reports de consommation, ces derniers sont effectués quatre heures après le moment où l'effacement a lieu dans le but d'éviter les tranches horaires de consommation élevées. Le Tableau 3.14 (sur deux pages) met en avant l'influence de ces différents moyens d'effacement en les comparant au cas de référence simulant une consommation annuelle de 630 TWh. Les résultats affichés correspondent au nombre d'heures où la consommation horaire nationale est supérieure à 95 GWh pour le mois de janvier, mois le plus critique.

Tableau 3.14 Nombre d'épisodes où la consommation horaire est supérieure à 95 GWh selon les méthodes d'effacement simulées

Tranche horaire	Janvier			
	Scénario de référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
0	9	9	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	8	0	0	0
8	20	8	8	8
9	24	11	11	11
10	26	12	12	12

Tableau 3.14 Nombre d'épisodes où la consommation horaire est supérieure à 95 GWh selon les méthodes d'effacement simulées (suite)

Tranche horaire	Scénario de référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
11	26	12	12	12
12	27	20	20	13
13	29	24	22	12
14	20	19	12	5
15	12	12	4	0
16	5	5	1	0
17	5	5	0	0
18	27	24	15	10
19	30	24	23	23
20	29	20	14	14
21	12	11	8	0
22	0	0	0	0
23	11	11	6	0
Total	320	227	168	120

Ainsi, plus la consommation est reportée et plus le nombre d'épisodes dans lesquels la consommation horaire dépasse 95 GWh est élevé. Cette remarque s'explique notamment par la baisse de la consommation nécessaire à l'équilibre du réseau lorsque le report diminue. Le cas de référence est celui d'un report intégral et nécessite 630,0 TWh de consommation annuelle contre 628,0 TWh pour le cas d'un report partiel et 626,6 TWh dans le cas où le report de consommation n'est pas envisagé.

Après janvier, les mois les plus critiques sont celui de février suivi de décembre. L'évolution du nombre de périodes de dépassement des 95 GWh de consommation horaire est la même que pour le mois de janvier, les résultats sont disponibles en ANNEXE X.

Ces différentes méthodes d'effacement permettent de réduire, dans la majorité des simulations, le nombre d'heures, mais également le volume de sous-production obtenu après optimisation des moyens de stockage et des échanges lors des différentes simulations. C'est ce volume qui intéresse le gestionnaire du réseau. La Figure 3.17 montre la somme des volumes de sous-production des cinq scénarios simulés, et ce, pour chacune des technologies étudiées. Ces volumes totaux sont obtenus à partir des résultats de simulation de chacun des

scénarios. Les résultats détaillés de ces derniers sont disponibles en ANNEXE I (Tableau A-XI-1).

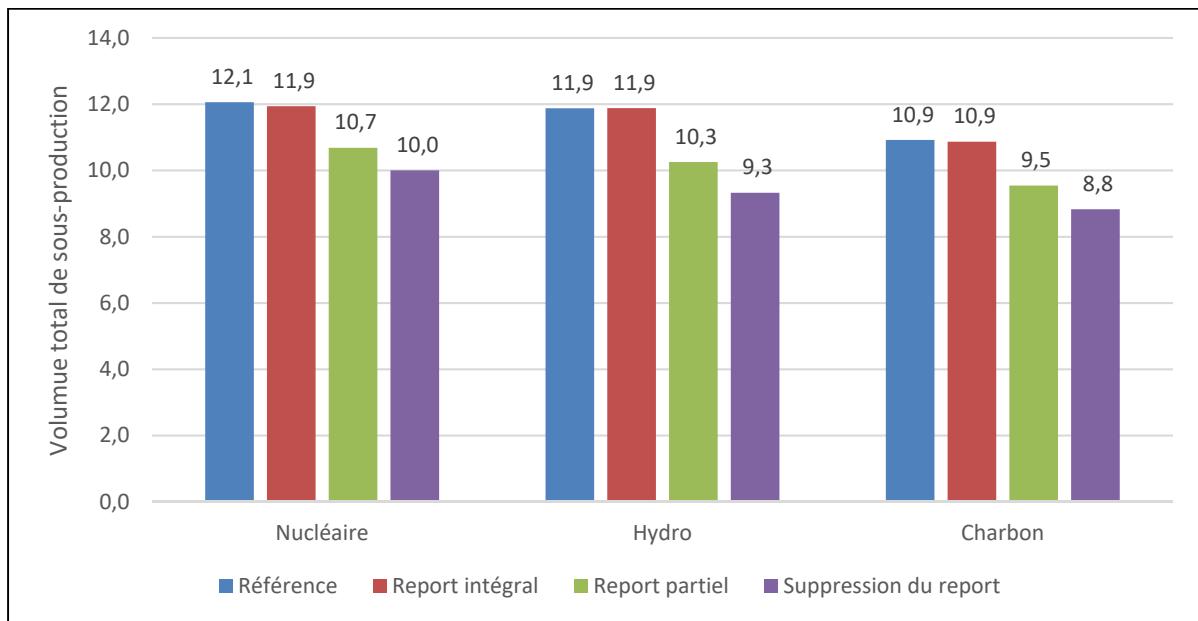


Figure 3.17 Somme des volumes de sous-production des cinq scénarios simulés pour chacune des technologies

Les résultats obtenus montrent une décroissance du volume de sous-production à mesure que le report diminue montrant ainsi tout l'intérêt de l'utilisation de cette méthode pour l'équilibre du réseau. L'effacement avec report intégral n'est pas optimisé de la meilleure des façons. Le report étant prévu quatre heures après le moment de l'effacement, il se peut que ce report tombe dans une heure où la consommation est encore relativement importante. Il pourrait être intéressant d'étudier la logique précise de ce type de report pour optimiser davantage la baisse des volumes de sous-production observés.

Ce ne sont pas les centrales hydroélectriques qui présentent les volumes de sous-production les plus faibles pour les raisons expliquées plus tôt. En revanche, ce sont elles qui profitent le plus de cet effacement. Le volume de sous-production diminue en effet de 13,7 % entre le cas de référence et le report partiel ainsi que de 21,5 % entre celui de référence et le cas où le

report n'est pas considéré. À titre de comparaison, ces différences sont de 11,4 % et de 17,0 % pour le nucléaire et de 12,6 % et de 19,2 % pour les centrales au charbon.

L'évolution du nombre d'heures de sous-production en fonction du type d'effacement simulé est lui plus variable. Les résultats détaillés sont présentés en ANNEXE XI (Tableau A-XI-2). Bien que le nombre d'heures de sous-production puisse être plus important pour une méthode d'effacement que pour le scénario de base, il est intéressant de se pencher sur la moyenne des volumes de sous-production rencontrés lors de ces heures. Le Tableau 3.15 mets en avant ces moyennes.

Tableau 3.15 Volume moyen (MWh) des cinq scénarios par heure de sous-production en fonction de la méthode d'effacement simulée

	Cas de référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
Nucléaire	3 541	3 488	3 334	3 286
Hydro	3 807	3 641	3 233	3 071
Charbon	3 428	3 374	3 155	3 088

La moyenne des volumes de sous-production horaires diminue à mesure que le report d'effacement diminue. Or, ces volumes sont ceux devant être comblés par d'éventuels moyens de stockage. Ainsi, il est plus facile pour ces moyens de stockage de rétablir l'équilibre lorsque les méthodes d'effacement de consommation sont utilisées.

Un autre paramètre des plus importants à prendre en compte pour l'équilibre du réseau est le maximum de sous-production rencontré lors d'une tranche horaire. Pour assurer l'équilibre du réseau, les éventuels moyens de stockage doivent être dimensionnés selon ces maximums dans le but d'éviter d'importants déséquilibres. La Figure 3.18 présente les maximums pour chacun des scénarios et pour chacune des méthodes d'effacements simulés.

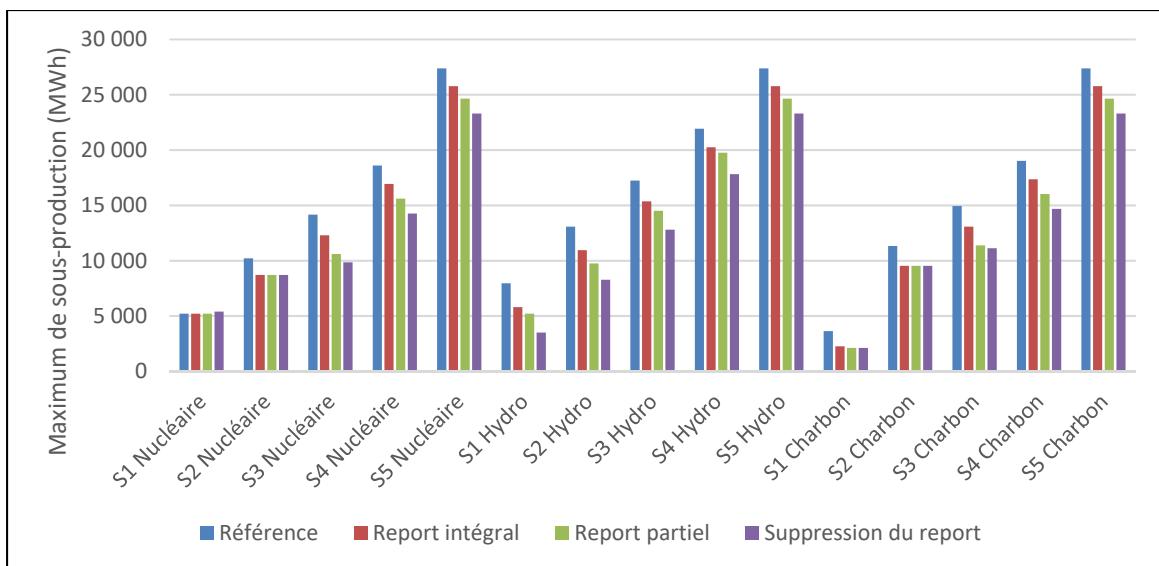


Figure 3.18 Maximum de sous-production (MWh) selon les méthodes d'effacement

Les maximums rencontrés dans les différentes simulations diminuent lorsque le report d'effacement diminue lui aussi. Ainsi, les capacités de stockage peuvent être plus faibles.

L'effacement de consommation est donc une méthode efficace pour lutter contre la sous-production. Toutefois, son utilisation est préjudiciable pour la surproduction. En effet, en diminuant la consommation lors des heures de pointe, les productions non-pilotables produites par les EnRI rendent l'équilibrage plus difficile pour les moyens pilotables. Cette remarque est illustrée par la Figure 3.19 dans laquelle la somme des volumes de surproduction des cinq scénarios simulés sont représentés en fonction du moyen pilotable et de la méthode d'effacement utilisée. À noter que les résultats détaillés par scénarios sont disponibles en ANNEXE XI (Tableau A-XI-3).

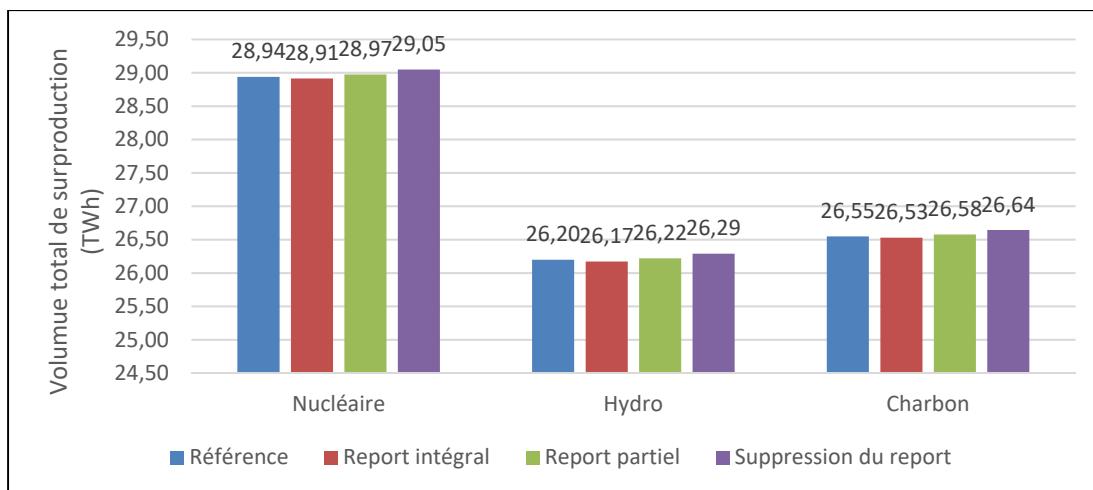


Figure 3.19 Somme des volumes de surproduction des cinq scénarios simulés pour chacune des technologies

L'augmentation des phénomènes de surproduction et donc des volumes est toutefois relativement faible. Ils augmentent de 0,4 % pour le nucléaire, de 0,3 % pour l'hydraulique ou encore de 0,3 % pour le charbon.

Cette faible augmentation du volume de surproduction additionnée à une augmentation du nombre d'heures de surproduction (ANNEXE XI, Tableau A-XI-4) fait diminuer très légèrement la moyenne des volumes par tranche horaire de surproduction (cf. Tableau 3.16).

Tableau 3.16 Volume moyen (TWh) des cinq scénarios par heure de surproduction en fonction de la méthode d'effacement simulée

	Cas de référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
Nucléaire	4 618	4 619	4 611	4 588
Hydro	3 994	3 998	3 988	3 975
Charbon	4 256	4 253	4 240	4 230

Cette diminution du volume moyen de surproduction par épisode est favorable pour le dimensionnement futur des moyens de stockage à utiliser pour atteindre l'équilibre.

Pour ce qui est des maximums de surproduction de chaque scénario, ils restent identiques quelle que soit la méthode d'effacement de consommation utilisée.

Il ressort de ces résultats que l'effacement de consommation est un bon moyen de réduire les volumes de sous-production lors des heures de fortes demandes d'électricité, ce qui est un sérieux avantage pour tendre vers l'équilibre du réseau et ainsi intégrer une quantité plus importante d'énergies renouvelables. Toutefois, l'effacement de consommation n'a pas d'influence sur les épisodes de surproduction. Ainsi, cette méthode utilisée seule ne peut rectifier l'écart issu de la simulation et ainsi assurer l'équilibre du réseau, le volume de surproduction restant relativement élevé dans certains mix électriques.

3.2.4.3 Effacements des productions intermittentes

Une autre méthode de régulation de l'équilibre du réseau consiste à limiter la production des centrales éoliennes et solaires lors des pics de production. De cette manière, les volumes de surproduction sont moins importants. Cette méthode est aujourd'hui utilisée dans certains pays européens comme en Allemagne. Les centrales à arrêter ou à ralentir sont alors choisies par ordre de mérite économique en commençant par les moins chères (Actu-Environnement, 2018).

L'effacement, aussi appelé écrêtage, nécessaire pour équilibrer le réseau et supprimer les heures et volumes de surproduction est calculé dans l'optimisation présentée dans le CHAPITRE 1. L'optimisation des moyens de stockage est donc prise en compte à l'instar de l'effacement de la consommation étudié dans la section précédente.

Cet écrêtage peut être assuré par une technologie particulière, mais le choix a été fait de le déterminer au prorata de la consommation horaire des EnRI. Les heures de surproduction interviennent principalement l'après-midi, moment où la production solaire est la plus importante en raison des facteurs de charge élevés. C'est donc cette technologie qui assure le volume le plus important d'effacement de production. Cette remarque est justifiée par le

Tableau 3.17, représentant la part de la production annuelle du moyen de production considéré devant être écrêté pour obtenir un volume de surproduction nul sur une année de simulation.

Tableau 3.17 Part des productions annuelles d'EnRI devant être effacées

		Éolien terrestre	Éolien maritime	Solaire
S1	Nucléaire	0,00%	0,00%	0,00%
	Hydro	0,00%	0,00%	0,00%
	Charbon	0,00%	0,00%	0,00%
S2	Nucléaire	0,02%	0,02%	0,09%
	Hydro	0,00%	0,00%	0,00%
	Charbon	0,01%	0,01%	0,01%
S3	Nucléaire	0,09%	0,11%	0,43%
	Hydro	0,01%	0,02%	0,06%
	Charbon	0,03%	0,04%	0,17%
S4	Nucléaire	0,51%	0,58%	2,11%
	Hydro	0,30%	0,34%	1,25%
	Charbon	0,32%	0,36%	1,31%
S5	Nucléaire	1,93%	2,12%	8,07%
	Hydro	1,93%	2,12%	8,07%
	Charbon	1,93%	2,12%	8,07%

Le premier scénario ne nécessite pas d'effacement, car le volume de surproduction est nul. Dans tous les scénarios, ce sont les mix basés sur le nucléaire qui présentent le volume de surproduction le plus important, ce sont donc ces mix qui nécessitent le plus d'effacement de la part des EnRI. Pour le scénario S5, plus de 8% de la production annuelle d'origine solaire doit être effacée afin d'assurer un volume de surproduction nul, montrant ainsi la complexité d'équilibrage du réseau pour ce type de mix électrique qui, pour rappel, ne considère aucun moyen de production piloteable.

Les volumes horaires d'effacement peuvent être très importants en fonction de la consommation et des productions d'EnRI sur cette même heure. Le maximum est obtenu pour le scénario S5 où environ 32,5 % de la production horaire d'EnRI doit être effacée pour ne présenter aucun volume de surproduction sur cette tranche horaire. La Figure 3.18 synthétise les maximums d'effacements nécessaires simulés pour chacun des mix électriques.

Tableau 3.18 Maximum d'effacement horaire nécessaire selon les scénarios simulés

S1	Nucléaire	0,00%
	Hydro	0,00%
	Charbon	0,00%
S2	Nucléaire	9,46%
	Hydro	0,00%
	Charbon	7,33%
S3	Nucléaire	14,28%
	Hydro	7,27%
	Charbon	11,03%
S4	Nucléaire	20,32%
	Hydro	17,58%
	Charbon	18,88%
S5	Nucléaire	32,55%
	Hydro	32,55%
	Charbon	32,55%

L'hydroélectricité est le moyen de production nécessitant les effacements de productions horaires les plus faibles, et ce, quel que soit le scénario étudié.

À noter que les résultats sont présentés indépendamment des moyens de production intermittents utilisés pour l'écrêtement. Ceci s'explique par l'hypothèse faite plus tôt de considérer un effacement au prorata de la production des différentes EnRI.

Heureusement pour l'équilibre du réseau, les épisodes pendant lesquels les effacements approchent des valeurs maximales présentées ci-dessus ne sont pas nombreux. Les Tableaux 3.19, 3.20 et 3.21 présentent le nombre de ces épisodes rencontrés dans les différents scénarios, et ce, pour chacun des moyens de production pilotables étudiés. Ces résultats sont regroupés selon la part de la production totale horaire d'EnRI que représente le volume à effacer.

Tableau 3.19 Épisodes d'effacement de production selon la part de la production horaire totale d'EnRI représentée (Nucléaire)

% Production	Nucléaire				
	S1	S2	S3	S4	S5
0%-5%	0	69	188	449	341
5%-10%	0	8	74	313	414
10%-15%	0	0	14	108	445
15%-20%	0	0	0	30	320
20%-25%	0	0	0	2	147
25%-30%	0	0	0	0	59
30%-35%	0	0	0	0	7

Tableau 3.20 Épisodes d'effacement de production selon la part de la production horaire totale d'EnRI représentée (Hydro)

% Production	Hydro				
	S1	S2	S3	S4	S5
0%-5%	0	0	49	340	341
5%-10%	0	0	7	193	414
10%-15%	0	0	0	59	445
15%-20%	0	0	0	11	320
20%-25%	0	0	0	0	147
25%-30%	0	0	0	0	59
30%-35%	0	0	0	0	7

Tableau 3.21 Épisodes d'effacement de production selon la part de la production horaire totale d'EnRI représentée (Charbon)

% Production	Charbon				
	S1	S2	S3	S4	S5
0%-5%	0	15	120	369	341
5%-10%	0	5	23	172	414
10%-15%	0	0	2	72	445
15%-20%	0	0	0	14	320
20%-25%	0	0	0	0	147
25%-30%	0	0	0	0	59
30%-35%	0	0	0	0	7

De nombreux scénarios demandent des quantités d'effacement assez importantes en dépassant régulièrement les 10 % de la production horaire d'EnRI. Il est donc primordial de réussir à prédire les effacements de production nécessaires pour les heures suivantes, car il n'est pas anodin de stopper un dixième de la production totale d'EnRI en temps réel.

Afin de simuler l'impact de l'utilisation d'une telle méthode sur les volumes de surproduction obtenus, les pourcentages horaires d'EnRI devant être effacés sont déterminés à l'issue de l'optimisation des différents mix électriques. Ainsi, pour chaque heure, il est possible de connaître la part exacte d'EnRI nécessaire d'écrêter pour tendre vers un volume de surproduction nul. Les valeurs maximales étant présentées plus tôt dans le Tableau 2.18.

Il est ensuite possible d'appliquer le coefficient de correction à la première étape de l'optimisation, c'est-à-dire, au moment où la production d'EnR est déterminée. De cette manière, l'écrêtement des productions EnRI peut être simulé. Il faut toutefois avoir en tête que cette méthode nécessite de connaître les volumes de surproduction à la fin de la simulation horaire, ce qui en pratique est impossible. Dans la réalité, il est nécessaire d'estimer ces volumes afin d'agir en amont et de stopper les centrales EnRI avant que ces dernières ne produisent. Le Tableau 3.22 (sur deux pages) présente les volumes de surproduction rencontrés à l'issue de cette simulation.

Tableau 3.22 Volumes de surproduction (MWh) à l'issue de la simulation de l'effacement de production

	Volume de surproduction (MWh)		
	Sans écrêtement	Avec écrêtement	Variation
S1 Nucléaire	0	0	X
S2 Nucléaire	118 015	5	-100,00%
S3 Nucléaire	783 069	23	-100,00%
S4 Nucléaire	4 782 872	107	-100,00%
S5 Nucléaire	23 252 490	1 790	-99,99%
S1 Hydro	0	0	X
S2 Hydro	0	0	X
S3 Hydro	103 071	100 219	-2,77%
S4 Hydro	2 842 491	1 042 902	-63,31%

Tableau 3.22 Volumes de surproduction (MWh) à l'issue de la simulation de l'effacement de production (suite)

	Sans écrêttement	Avec écrêttement	Variation
S5 Hydro	23 252 490	1 790	-99,99%
S1 Charbon	0	0	X
S2 Charbon	21 391	1 050	-95,09%
S3 Charbon	296 066	10	-100,00%
S4 Charbon	2 977 724	65	-100,00%
S5 Charbon	23 252 490	1 790	-99,99%

Les résultats obtenus sont plus que convaincants pour les centrales nucléaires et celles au charbon. Les volumes de surproduction deviennent quasiment nuls grâce à l'effacement de production. Toutefois, cette méthode ne semble pas être concluante pour le cas des centrales hydroélectriques, qui voient certes leur volume de surproduction diminuer, mais beaucoup moins que pour les deux autres types de moyens de production étudiés.

Une explication à cette différence rencontrée pour les centrales hydroélectriques réside dans l'analyse des échanges transfrontaliers. La Figure 3.20 présente une comparaison entre les simulations du scénario S3 basé sur l'hydroélectricité avec et sans écrêttement.

	Date	Heure	Équilibre après batteries (MWh)	Export (MWh)	Import (MWh)	Équilibre final (MWh)
Sans écrêttement	15-avr.	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15-avr.	11:00	-16 047,04	10 200,00	0,00	-5 847,04
	15-avr.	12:00	-23 150,32	20 400,00	0,00	-2 750,32
	15-avr.	13:00	-27 050,52	27 050,52	0,00	0,00
Avec écrêttement	15-avr.	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15-avr.	11:00	-5 680,57	5 680,57	0,00	0,00
	15-avr.	12:00	-20 400,20	15 880,57	0,00	-4 519,63
	15-avr.	13:00	-27 050,52	26 080,57	0,00	-969,95

Figure 3.20 Comparaison des simulations du scénario S3 Hydro avec et sans écrêttement

Il ressort de cette comparaison que le taux de montée en charge des exportations est le facteur limitant qui empêche donc de tendre vers un volume de surproduction nul. Les volumes de déséquilibre à la suite de l'optimisation des moyens de stockage sont moins importants pour la simulation avec écrêttement, ce qui montre que le coefficient de correction est bien pris en

compte. Cependant, cette diminution des volumes de surproduction nécessite un volume d'exportation moins important à 11h pour atteindre l'équilibre (5 681 MWh) ce qui a pour conséquence de ne pas permettre aux échanges d'atteindre l'équilibre pour l'heure suivante, les volumes d'exportations étant limités par le taux de montée en charge. Cette limitation est également rencontrée à 13h, ce qui, encore une fois, provoque un déséquilibre à la fin de la simulation.

Cette limitation du taux de montée en charge est uniquement rencontrée dans les mix basés sur les centrales hydroélectriques. Afin de comprendre pourquoi ce cas de figure ne se produit pas dans les autres types de mix, la Figure 3.21 présente un cas similaire au cas étudié précédemment, mais pour le scénario S3 basé sur les centrales nucléaires :

	Date	Heure	Équilibre après batteries (MWh)	Export (MWh)	Import (MWh)	Équilibre final (MWh)
Sans écrêttement	18-avr.	10:00	-8 831,50	8 831,50	0,00	0,00
	18-avr.	11:00	-24 979,94	19 031,50	0,00	-5 948,44
	18-avr.	12:00	-32 776,23	29 231,50	0,00	-3 544,73
	18-avr.	13:00	-33 675,03	33 675,03	0,00	0,00
Avec écrêttement	18-avr.	10:00	-8 831,50	8 831,50	0,00	0,00
	18-avr.	11:00	-19 031,61	19 031,50	0,00	-0,11
	18-avr.	12:00	-29 231,55	29 231,50	0,00	-0,05
	18-avr.	13:00	-33 675,03	33 675,03	0,00	0,00

Figure 3.21 Comparaison des simulations du scénario S3 Nucléaire avec et sans écrêttement

Dans cet exemple, les équilibres à l'issue de la phase d'optimisation des moyens de stockage sont également plus faibles dans la simulation avec écrêttement que dans celle sans. La différence réside dans l'heure précédent le premier épisode de surproduction (10h). Lors de ce dernier, la surproduction finale est nulle à l'instar du volume d'exportation nécessaire pour atteindre cet équilibre, ce qui a pour conséquence de favoriser l'augmentation des exportations des heures qui suivent. Dans le cas des centrales hydroélectriques, cette transition n'est pas possible, car le volume d'exportation de l'heure précédent le premier épisode de surproduction est nul. Ce cas présenté ci-dessus est général à tous les épisodes de surproduction des mix basés sur les centrales nucléaires et au charbon.

Ainsi, ce sont les meilleures performances en suivi de charge des centrales hydroélectriques qui empêchent les mix basés sur ces technologies de profiter des atouts de l'effacement de production. En diminuant brusquement leur production, les centrales à réservoirs ne permettent pas aux échanges de rétablir l'équilibre, ce qui est possible pour les deux autres technologies en raison de la diminution progressive de leur production.

Les résultats obtenus par la simulation de cette méthode de limitation des volumes de surproduction sont toutefois très satisfaisants dans la majorité des scénarios, montrant ainsi l'efficacité de l'effacement de production d'EnRI pour atteindre l'équilibre du réseau. Toutefois, les simulations sont effectuées en connaissant le surplus de production, ce qui n'est pas le cas en réalité. De plus, les technologies actuelles ont des capacités d'effacement limitées, il est donc nécessaire de développer des moyens de régulation en temps réel dans le but de tirer profit des avantages de cette méthode d'équilibrage du réseau et d'éviter toute insécurité du réseau.

La partie suivante s'intéresse désormais à l'optimisation des différents mix électriques en prenant en compte les méthodes de limitation de déséquilibre étudiées jusqu'ici.

3.2.4.4 Application des solutions à l'optimisation des mix électriques

Les différentes méthodes évoquées précédemment ont été présentées de façon individuelle. Cette partie simule les différents scénarios en ajoutant ces solutions à l'optimisation. De cette manière, les résultats présentés dans cette partie tiennent compte des moyens de stockage, des échanges, de l'effacement de consommation et de l'écrêttement d'EnRI. Ces résultats permettent de juger de la faisabilité des différents mix électriques étudiés.

La Figure 3.22 présente les volumes totaux de déséquilibre rencontrés à l'issue de différentes étapes de simulation. Ces volumes prennent en compte la surproduction et la sous-production de l'ensemble des cinq scénarios.

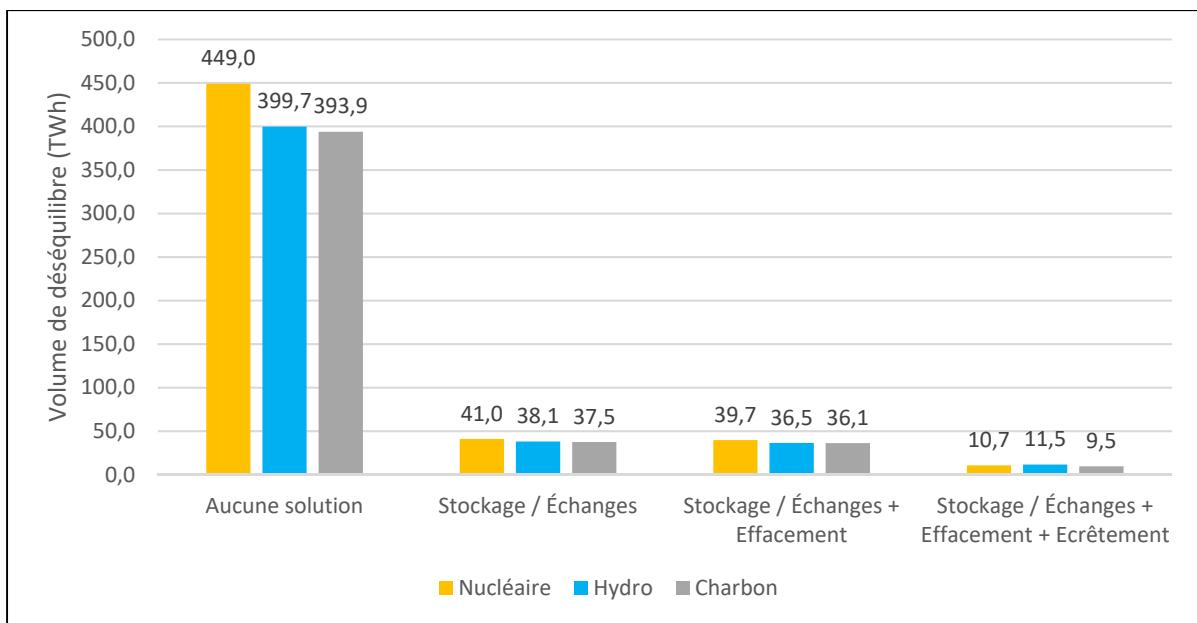


Figure 3.22 Volumes de déséquilibre totaux (en TWh) après différentes étapes de simulation

Ce sont les centrales nucléaires qui tirent le plus profit des différentes méthodes de régulation de l'équilibre présentées précédemment. Les échanges et les moyens de stockage sont les méthodes permettant les plus fortes diminutions de volume de déséquilibre quels que soient les mix. Les centrales au charbon sont celles affichant le volume de déséquilibre final le plus faible, montrant ainsi leur capacité à s'adapter aux fluctuations des EnRI.

Les solutions présentées dans cette partie mettent en évidence les performances en suivi de charge des différents moyens de production pilotables étudiés. Il reste toutefois intéressant de connaître la part d'EnRI pouvant être intégrée au réseau sans compromettre l'équilibre de ce dernier, et ce, pour chacun des moyens de production pilotables étudiés. La partie suivante permet donc d'identifier les mix électriques jugés acceptables pour ne pas compromettre cet équilibre. Il est ainsi possible de déterminer la part maximale d'EnRI possible d'intégrer au mix électrique.

3.3 Part maximale d'EnRI dans le réseau

Dans le but de quantifier la part maximale d'EnR que peut accepter le réseau sans compromettre son bon fonctionnement, les solutions favorisant l'intégration de ces EnR étudiées dans la partie précédente sont implémentées dans le modèle informatique présenté dans la section 2.2.

3.3.1 Hypothèses de simulation

Les capacités des moyens de stockage et des échanges sont les mêmes que celles utilisées dans les simulations précédentes. La capacité d'importation est de 27 GW et celle d'exportation de 34 GW. Les capacités installées pour les technologies pilotables sont cette fois-ci considérées comme étant entièrement flexibles.

Comme étudiée dans la partie consacrée à l'effacement de production, la simulation efface 5% de la consommation lorsque cette dernière dépasse 95 GWh sur une période d'une heure. De cette façon, et avec un maximum de consommation horaire de 108 360 MWh, la capacité maximale d'effacement s'élève à 5 418 MW. La programmation pluriannuelle prévoit une capacité d'effacement de 6,5 GW d'ici 2028, cette hypothèse permet de respecter cette prévision. La moitié de ce report a lieu quatre heures après l'épisode de forte consommation et l'autre moitié est effacée.

Enfin, les restrictions concernant l'écrêttement des productions d'EnRI sont plus strictes. Selon l'arrêté du 12 juillet 2021 publié par le ministère de la transition écologique (Ministère de la transition écologique, 2021b), l'énergie écrêtée annuellement par une installation ne doit pas dépasser 5 % de la production annuelle de cette installation. De plus, l'énergie maximale contractuellement écrêtable par année ne peut dépasser 0,1 % de la production des EnR raccordées au réseau. Ainsi, la simulation ne permet pas d'écrêter plus de 5 % de la production des différentes EnRI de manière individuelle (solaire, éolien terrestre et maritime). De plus, le volume total écrêté sur l'année ne doit pas dépasser 0,1 % de la production cumulée du solaire, de l'éolien terrestre et de l'éolien maritime.

3.3.2 Scénarios de simulation

Dans l'objectif de déterminer la part de la production d'EnR maximale pouvant être intégrée au réseau, différents scénarios de simulation sont définis. Un compromis doit être trouvé entre la capacité installée des moyens de production pilotables et celle des technologies renouvelables. Ces dernières sont déterminées en respectant les recommandations de la PPE concernant la croissance des capacités installées dans le secteur des énergies renouvelables. Le Tableau 3.23 présente la répartition des capacités installées des différentes technologies renouvelables :

Tableau 3.23 Capacité installée des différents scénarios de simulation

Eolien terrestre (GW)	Eolien maritime (GW)	Solaire (GW)	Total (GW)
60	35	65	160
65	40	65	170
70	40	70	180
70	45	75	190
75	50	75	200
80	50	80	210
85	50	85	220
85	55	90	230

Les capacités installées des moyens de production pilotables sont ensuite déterminées dans le but de respecter les contraintes de simulations expliquées un peu plus tard dans cette partie. Les différentes répartitions des scénarios simulés dans la suite du rapport sont présentées dans le Tableau 3.24. Les scénarios simulés pour les mix électriques basés sur les centrales nucléaires et à charbon sont les mêmes (orange et gris). Les scénarios en bleu correspondent à ceux des mix électriques basés sur l'hydroélectricité.

Tableau 3.24 Répartitions des scénarios simulés

		Capacité EnR installée (GW)							
		160	170	180	190	200	210	220	230
Capacité pilotable installée (GW)	80								
	75								
	70								
	65								
	60								
	30								
	25								
	20								
	15								

Ces différents scénarios sont obtenus en étudiant les résultats obtenus pour chacun d'entre eux. Ainsi, de nombreux autres scénarios ont été simulés, mais seuls ceux respectant les contraintes de simulation et présentant des scénarios plausibles sont présentés.

3.3.3 Volumes de déséquilibre

Les scénarios présentés ci-dessus sont ensuite simulés en prenant en compte toutes les solutions d'équilibrage du réseau évoquées dans la partie 3.2.4.

L'hypothèse est ensuite faite de considérer un mix électrique viable (d'un point de vue de la sécurité du réseau) si le volume total de déséquilibre, comprenant la sous-production et la surproduction, n'excède pas 0,1 % de la consommation annuelle totale. Les Tableaux 3.25, 3.26 et 3.27 présentent donc les parts des volumes de déséquilibre totaux dans la consommation annuelle pour les différents mix électriques simulés. Selon cette hypothèse, les mix électriques considérés comme viables sont indiqués en vert. Ceux en rouge présentent des volumes de déséquilibre trop importants, ce qui pourrait être préjudiciable pour la sécurité du réseau.

Tableau 3.25 Part des volumes de déséquilibre totaux dans la consommation annuelle à l'issue de l'optimisation des mix basés sur le nucléaire

Capacité nucléaire / EnRI (GW)	160	170	180	190
80	0,093%	0,069%	0,083%	0,133%
75	0,107%	0,089%	0,092%	0,143%
70	0,140%	0,111%	0,126%	0,146%
65	0,161%	0,128%	0,134%	0,164%
60	0,181%	0,150%	0,168%	0,191%

Tableau 3.26 Part des volumes de déséquilibre totaux dans la consommation annuelle à l'issue de l'optimisation des mix basés sur l'hydroélectricité

Capacité hydro / EnRI (GW)	200	210	220	230
30	0,021%	0,020%	0,023%	0,118%
25	0,074%	0,062%	0,057%	0,155%
20	0,211%	0,180%	0,155%	0,253%
15	0,458%	0,403%	0,376%	0,434%

Tableau 3.27 Part des volumes de déséquilibre totaux dans la consommation annuelle à l'issue de l'optimisation des mix basés sur les centrales au charbon

Capacité charbon / EnRI	160	170	180	190
80	0,137%	0,085%	0,107%	0,264%
75	0,188%	0,111%	0,096%	0,245%
70	0,230%	0,144%	0,122%	0,221%
65	0,277%	0,181%	0,159%	0,209%
60	0,329%	0,227%	0,198%	0,219%

Les volumes détaillés de sous-production et de surproduction sont disponibles en ANNEXE XII (Tableaux A-XII-1 à A-XII-6).

De cette manière, seule une petite partie des mix simulés sont considérés comme viables. Ce sont donc ces derniers qui sont analysés par la suite pour connaître le taux de pénétration maximal des EnR pour chacune des technologies.

3.3.4 Vérification des hypothèses

La première hypothèse à vérifier concerne les volumes écrêtés par chaque technologie (éolien terrestre et maritime et solaire). Ces derniers ne doivent pas représenter plus de 5% du volume total produit par chacune des technologies. La seconde concerne le volume total écrété qui ne doit pas dépasser 0,1% de la production totale issue des EnRI au cours de l'année.

Le Tableau 3.28 présente les résultats obtenus pour les mix électriques considérés comme viables. Les données ayant permis de construire ce tableau sont disponibles en ANNEXE XIII (Tableaux A-XIII-1 et A-XIII-2).

Tableau 3.28 Part des volumes de production écrêtés par technologie

		Volume production éolienne terrestre écrêté (% Production éolienne terrestre totale)	Volume production éolienne maritime écrêté (% Production éolienne maritime totale)	Volume production solaire écrêté (% Production solaire totale)	Volume production EnR écrêté (% Production EnR totale)
Nucléaire	80 - 160	0,019%	0,024%	0,092%	0,039%
	80 - 170	0,019%	0,024%	0,093%	0,038%
	75 - 170	0,020%	0,024%	0,094%	0,038%
	80 - 180	0,043%	0,052%	0,195%	0,082%
	75 - 180	0,041%	0,050%	0,190%	0,079%
Hydro	30 - 200	0,002%	0,003%	0,009%	0,004%
	25 - 200	0,004%	0,006%	0,021%	0,009%
	30 - 210	0,041%	0,047%	0,164%	0,072%
	25 - 210	0,048%	0,055%	0,198%	0,085%
	30 - 220	0,059%	0,065%	0,226%	0,100%
Charbon	25 - 220	0,057%	0,064%	0,229%	0,100%
	80 - 170	0,038%	0,040%	0,108%	0,054%
	75 - 180	0,064%	0,067%	0,214%	0,100%

Pour l'éolien terrestre, la part maximale de volume écrêté est de 0,064 % de la production annuelle totale issue des éoliennes terrestres, ce qui est bien en deçà des 5 % préconisés par le ministère de la transition écologique. Les maximums pour l'éolien maritime et le solaire sont respectivement de 0,067 % et 0,226 %, ce qui respecte également cette contrainte.

La part maximale d'écrêtement total (toutes technologies confondues) est de 0,1 %, ce qui correspond à la limite autorisée par le ministère de la transition écologique.

Les hypothèses sont donc bien prises en compte dans la simulation et sont vérifiées pour chacun des scénarios retenus. Certains des scénarios présentent des volumes d'écrêtement bien en dessous de la limite imposée. Ceci s'explique tout simplement par le fait que les volumes de surproduction initiaux ne sont pas très importants. L'écrêtement peut, à lui seul, faire disparaître ces volumes de surproduction. Les faibles volumes restants sont dus à l'insuffisance des moyens de production pilotables dans le rééquilibrage comme évoquée dans la partie 3.2.4.3.

La dernière étape consiste donc désormais à déterminer la part des productions d'origine renouvelables dans la production totale.

3.3.5 Taux de pénétration maximal

Une fois les scénarios jugés viables et les hypothèses vérifiées, il reste à déterminer la part maximale d'électricité d'origine renouvelable (dans la production totale) admissible par les différentes technologies en base des différents mix électriques simulés. Les productions issues de l'éolien terrestre et maritime, du solaire, des bioénergies et d'une partie de l'hydraulique sont prises en compte dans cette électricité d'origine renouvelable.

En effet, dans le but de comparer les technologies entre-elles, seule la production d'origine hydraulique non pilotable est incluse dans cette part. De cette manière, la production d'origine hydraulique avec réservoirs n'est pas considérée comme renouvelable au même titre que celles d'origine nucléaire et au charbon. Les résultats présentés dans la Figure 3.23 permettent ainsi une comparaison des moyens de production pilotables selon leurs paramètres de flexibilité :

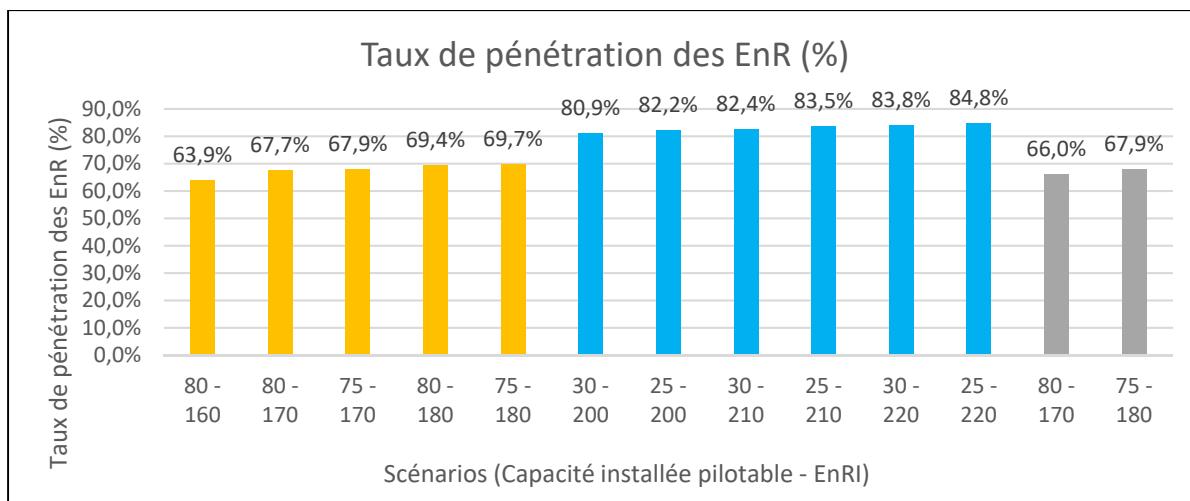


Figure 3.23 Taux de pénétration des EnR selon les scénarios simulés

Ce sont donc les mix électriques basés sur les centrales hydroélectriques (bleu) qui permettent le taux de pénétration d'énergies renouvelables le plus important. En effet, la part des EnR dans la production totale annuelle frôle les 85 % dans le scénario présentant une capacité installée des centrales hydroélectriques de 25 GW et une capacité installée de 220 GW pour les technologies renouvelables intermittentes (éoliens terrestre et maritime et solaire). Cette part est plafonnée à environ 70 % pour les mix basés sur le nucléaire (orange) et à environ 68 % pour ceux basés sur les centrales à charbon (gris).

En plus d'avoir des paramètres de flexibilité plus qu'appréciables et permettant une forte intégration des EnRI, les centrales hydroélectriques génèrent elles-mêmes une production d'origine renouvelable, ce qui porte à 100 % la part des énergies renouvelables dans la production totale annuelle.

Les centrales hydroélectriques sont donc sans conteste celles qui permettent l'intégration la plus importante des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique. Ces résultats sont obtenus en considérant diverses hypothèses simplificatrices. Il est donc nécessaire de discuter de la pertinence de ces hypothèses. Il est également intéressant de se pencher sur la faisabilité technique de ce type de mix électrique. Ces discussions font l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE 4

DISCUSSIONS

Tout au long de ce rapport, des pistes d'amélioration pour rendre la simulation un peu plus réaliste ont été mentionnées. Ce chapitre vise à discuter de ces différents points d'amélioration. La modélisation des échanges transfrontaliers est, dans un premier temps, discutée avant d'étudier la faisabilité des méthodes d'effacement de consommation et de production. Enfin, les mix électriques optimaux obtenus dans le CHAPITRE 3 sont discutés dans le but d'étudier une éventuelle faisabilité sur le territoire français.

4.1 Les échanges

Lorsque cela est possible, les hypothèses utilisées découlent directement d'observations sur des cas réels dans le but d'être le plus fiable et proche de la réalité. Toutefois, il arrive qu'il faille omettre certains points techniques dans le but de simplifier la simulation.

Dans la simulation utilisée dans ce travail, les échanges sont considérés comme limités par leur taux de montée en charge et par leur capacité maximale. Ces hypothèses sont directement obtenues après observations des mix électriques français des quatre dernières années.

L'objectif de la simulation est d'équilibrer le réseau électrique français en utilisant notamment les échanges avec les pays frontaliers européens. Or, cette simulation ne prend pas en compte l'équilibre du mix européen. De cette manière, la simulation considère qu'il est toujours possible de faire appel aux pays frontaliers pour importer ou exporter de l'électricité dans le but d'être à l'équilibre en France. Il se trouve qu'en réalité, cette démarche n'est pas toujours possible.

Il pourrait donc être intéressant de se pencher sur cet aspect de la simulation pour limiter les échanges entre pays en fonction des conditions météorologiques. Dans les derniers mix

simulés, une grande partie de ceux-ci provient d'EnRI et il est fort probable que si la France adopte cette stratégie, ses pays frontaliers fassent de même. Or, il a été vu dans le CHAPITRE 1 que les foisonnements spatiaux et temporels sont plus que limités en Europe. De cette manière, si les éoliennes sont au ralenti en France, il y a de grandes chances que ce soit également le cas en Allemagne. Les échanges illimités entre ces deux pays ne seraient alors strictement pas possibles.

Il est toutefois possible d'avoir recours à ces échanges de manière illimitée lorsque les pays frontaliers sont pourvus de barrages hydrauliques. Le Danemark peut par exemple compter sur ses voisins suédois et norvégien pour importer de l'électricité issue de centrales hydroélectriques lorsque ses éoliennes sont à l'arrêt. Dans le cas contraire, lorsque la production est excédentaire à la consommation, le Danemark envoie le surplus en Suède ou en Norvège, qui en profitent alors pour stopper les turbines de leurs barrages.

En prenant en compte cette contrainte supplémentaire sur les échanges, les mix obtenus lors des différentes simulations seront un peu plus déséquilibrés.

4.2 L'effacement de consommation

Dans le but de réduire les volumes de déséquilibre rencontrés, l'effacement de consommation est envisagé. Cette méthode permet en effet de réduire de manière significative les volumes de sous-production en limitant la consommation lors des pics. Plusieurs scénarios d'effacement de consommation sont étudiés comme le report intégral ou le report partiel. Le report partiel est celui qui est préféré, car il permet des économies plus importantes et semble réalisable. Pour y parvenir, les secteurs résidentiels et industriels peuvent être sollicités.

4.2.1 L'effacement résidentiel

Le secteur résidentiel semble propice au report de consommation. Le report de consommation peut par exemple se faire via l'utilisation décalée d'appareils électroménagers. Il est tout à fait possible de lancer sa machine à laver à des heures

spécifiques afin d'éviter les pics de consommation. Ce report peut être favorisé par des incitatifs économiques de la part du gestionnaire de réseau. Les scénarios simulés prennent en compte une augmentation importante de la consommation nationale notamment en raison du développement du parc automobile électrique. Le rechargement de voitures électriques peut donc être un autre moyen pour décaler la consommation lors des heures creuses.

Une partie de la consommation peut être effacée grâce au contrôle temporel du chauffage électrique. Ce dernier est un des principaux postes de consommation d'électricité des ménages français. La diminution de la température de consigne, ne serait-ce que d'un degré, permettrait de faire de réelles économies et d'ainsi diminuer la consommation lors des pics.

Ces économies n'ont pas été quantifiées et l'hypothèse utilisée d'un effacement de 5% de la production lorsque cette dernière dépasse une valeur consigne de consommation électrique tient uniquement compte de la capacité d'effacement prévue par la PPE d'ici 2028.

4.2.2 L'effacement industriel

Le secteur industriel a également un rôle à jouer dans le report de consommation. La consommation annuelle simulée prend notamment en compte l'utilisation d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène. L'industrie de l'hydrogène pourrait donc être un atout majeur dans le contrôle de la consommation nationale. Lors des pics de consommation, les électrolyseurs pourraient être stoppés et la production d'hydrogène déplacée lors des heures dites « creuses ». Ce principe pourrait également s'appliquer à d'autres secteurs industriels.

4.2.3 Le report de consommation

Dans les simulations, le report de consommation est réalisé quatre heures après l'épisode de forte consommation. Cette hypothèse est utilisée pour déplacer la consommation en dehors des pics de consommation. Cela peut par exemple être le cas en déplaçant l'utilisation d'électroménager au milieu de l'après-midi ou en fin de soirée. Ce report pourrait également avoir lieu avant le pic de consommation comme pour le chauffage. Il est facile d'imaginer

une alimentation des résistances entre 5h et 7h avant de les arrêter lorsque le tarif augmente un matin d'hiver. Ce report de consommation n'est pas optimisé dans la simulation. Il arrive en effet que cette consommation soit déplacée quatre heures plus tard alors que la consommation est encore importante à ce moment. La simulation n'optimise ainsi pas le report de production comme pourrait le faire un compteur communiquant intelligent. Ce dernier pourrait en effet indiquer à son utilisateur le moment de lancer sa machine à laver pour éviter de déséquilibrer le réseau électrique.

De cette manière, l'effet de l'effacement de consommation est amoindri dans la simulation.

4.3 L'écrêtement

L'écrêtement de la production d'origine renouvelable est la dernière méthode utilisée pour réduire les épisodes de déséquilibre.

Les volumes actuels d'écrêtement autorisés par le gouvernement sont très faibles et ne permettent donc pas de rendre cette méthode aussi efficace que l'effacement de consommation. Cette solution semble pourtant prometteuse, car l'ajout de capacité installée d'EnRI entraîne inévitablement des surplus de production qui doivent être gérés. Il semble donc essentiel de développer cette méthode et de permettre des volumes d'effacement bien plus importants afin de limiter les surplus de production, responsables des déséquilibres du réseau électrique.

Le travail doit également porter sur les capacités de prévisions des productions à très courts termes pour envisager l'arrêt des moyens de production renouvelable plus sereinement. En effet, dans ce travail, les écrêtements ont été réalisés en connaissant le surplus à la fin de la simulation. En pratique, ce n'est pas le cas et c'est à ces systèmes de prévisions de la production à court terme qu'incombe cette mission.

4.4 Faisabilité des mix retenus

Les mix étudiés précédemment nécessitent des capacités installées concernant les énergies renouvelables intermittentes relativement importantes. Même si l'objectif de ce mémoire n'est pas de déterminer le mix électrique français de demain, il est intéressant de s'interroger sur la capacité d'installation de tous ces nouveaux parcs et de la faisabilité d'un tel mix électrique d'ici 2050.

4.4.1 Éolien terrestre

Les mix électriques simulés auparavant nécessitent des capacités installées relativement importantes pour l'éolien terrestre, le maximum étant de 85 GW. Dans son étude d'un mix 100% renouvelable, l'ADEME étudie le potentiel éolien terrestre maximal sur le territoire national en écartant les zones où l'installation de parcs n'est pas possible en raison de l'occupation du territoire ou de la topographie particulière. Les résultats de cette étude confirment la possibilité d'un tel déploiement d'éolien en France. En effet, le potentiel éolien national est de 170 GW pour les éoliennes dites standards et de 120 GW pour les éoliennes de nouvelle génération (PPE, 2018). La capacité installée d'éolien terrestre est donc théoriquement disponible sur le territoire national français.

Qui plus est, les capacités installées nécessaires déterminées dans le CHAPITRE 3 prennent en compte les facteurs de charge moyens de l'éolien terrestre entre 2012 et 2020, qui pour rappel est de 24,6%. Or, il est fort à parier que d'ici 2050, les facteurs de charge seront bien plus élevés et devraient approcher les 30%, ce qui aura pour conséquence de produire davantage d'électricité avec la même capacité installée. Le calcul réalisé dans le précédent chapitre est donc légèrement surdimensionné. Ces améliorations techniques sont notamment permises par le développement des nouvelles éoliennes toujours plus hautes et utilisant des rotors plus larges, permettant ainsi de capter davantage de vents plus puissants et plus stables.

Concernant maintenant la croissance de capacité installée par année, celles obtenues dans les mix électriques du CHAPITRE 3 (85 GW) sont en accord avec les prévisions de la PPE.

Cette dernière propose une augmentation de la capacité installée de 2,1 GW par année pour atteindre l'objectif fixé en 2028. Dans le cas présenté dans ce rapport, il faudrait 2,2 GW de nouvelle capacité d'éolien terrestre par année pour atteindre les 85 GW en 2050. L'objectif semble donc atteignable.

Il faut toutefois avoir en tête que d'ici 2050, beaucoup d'éoliennes seront démantelées. Il est donc important de prendre en compte cette part de démantèlement pour réellement arriver à 85 GW en 2050. L'augmentation de capacité installée par année jusqu'en 2050 sera donc légèrement supérieure à 2,2 GW.

Le démantèlement est d'ailleurs un problème à prendre en considération dès aujourd'hui pour éviter de voir de nouveaux cimetières de pales d'éoliennes en raison de l'incapacité de recyclage de ces composants. Ces enfouissements polluent les sols pour des durées indéterminées, car nul ne sait combien de temps est nécessaire à l'entièvre dégradation d'une pale d'éolienne.

4.4.2 Éolien maritime

Les perspectives concernant le développement de l'éolien maritime sont beaucoup plus incertaines. Le scénario sollicitant le plus d'éolien maritime nécessite 55 GW installés en 2050 alors qu'aucune ferme éolienne n'existe aujourd'hui. Concernant l'éolien en mer flottant, seules quatre fermes pilotes sont en phase d'expérimentation, l'objectif étant d'atteindre 3 GW de projets commerciaux en service d'ici 2030 (France Énergie Éolienne, 2021).

Pour ce qui est de l'éolien en mer posé, seules six fermes sont actuellement en construction pour une capacité installée totale d'environ 3 GW et devraient voir le jour avant 2026. Une autre ferme située au large de Dunkerque, d'une capacité installée de 600 MW, devrait être construite d'ici 2027. Un autre projet situé dans la Manche concerne une ferme d'1 GW dont la construction devrait s'achever en 2029. Enfin, un dernier projet est aujourd'hui à l'étude

pour une autre ferme éolienne au large de La Rochelle d'une capacité maximale d'1 GW. L'ensemble de ces projets porterait donc le total à 5,6 GW de capacité installée pour l'éolien en mer posé d'ici 2030 (Ministère de la Transition Écologique, 2021a).

En considérant que ces projets arrivent à leur terme, la capacité installée totale serait alors de 8,6 GW en 2030, bien loin des 55 GW nécessaires. Au regard des efforts à entreprendre pour atteindre à peine 10 GW d'ici dix ans, il semble compliqué d'accélérer le processus de mise en place de l'éolien maritime pour apporter 45 GW supplémentaires en vingt ans.

L'Europe mise toutefois sur un effort collectif pour atteindre des objectifs ambitieux. En 2020, la capacité installée d'éolien maritime en Europe est d'environ 12 GW. La Commission européenne a pour objectif d'atteindre 60 GW en 2030 et 300 GW en 2050 (Ministère de la Transition Écologique, 2021a). Au regard de ces chiffres, il ne semble donc pas abstrait de croire à un développement intensif de l'éolien maritime en France. Les projets en cours de construction représenteront environ 14% de la capacité installée européenne en 2030 (8,6 GW sur les 60 GW) alors que les 55 GW hypothétiques français en 2050 représenteraient 18% de la capacité installée européenne. Reste cependant à voir si un tel déploiement est possible du point de vue du potentiel exploitable des côtes françaises.

Dans la même étude entrepris par l'ADEME que celle étudiée précédemment pour l'éolien terrestre, le potentiel technique exploitable de l'éolien en mer posé est de 90 GW. Il ne serait plus que de 16 GW en raison des différentes limitations liées aux autres usages de la mer. Pour ce qui est de l'éolien flottant, le potentiel serait de 155 GW dont 33 GW accessibles pour les mêmes raisons. Au total, le potentiel éolien maritime est donc de 59 GW, ce qui ne laisse pas une grande marge de manœuvre en comparaison aux 55 GW obtenus dans la simulation (PPE, 2018).

D'un point de vue théorique, cette capacité installée est donc possible, mais des efforts collectifs sont à faire pour atteindre ces résultats d'ici 2050. C'est sûrement pour cette raison que la France fait désormais partie du groupe de coopération de l'énergie de la Mer du Nord

dans le but de mettre à profit les connaissances de chacun de ses membres dans le domaine de l'éolien maritime afin d'accélérer le déploiement de cette technologie (PPE, 2018).

4.4.3 Solaire

Le scénario nécessitant la plus grande capacité installée de solaire PV requiert 90 GW de cette technologie. L'ADEME estime le potentiel total d'installation photovoltaïque sur toiture à environ 350 GW, ce qui permet d'ores et déjà d'affirmer la possibilité des mix électriques déterminés précédemment. En plus de cette capacité d'installation sur toiture, le Centre d'études et d'Expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement (CEREMA) évalue le potentiel photovoltaïque au sol à plus de 700 GW (PPE, 2018). Ces potentiels permettent de choisir les lieux de plus forts intérêts pour l'installation des parcs.

Le facteur de charge d'une installation photovoltaïque dépend fortement des paramètres locaux d'ensoleillement, d'exposition... Il est donc préférable d'installer les panneaux solaires dans des zones propices aux forts facteurs de charge comme le sud de la France. L'amélioration des rendements surfaciques est également propice au développement plus important du solaire PV dans les années à venir. Ce dernier devrait atteindre un MW par hectare, permettant ainsi de diminuer le territoire nécessaire pour une même capacité installée (PPE, 2018).

La croissance d'installation de solaire PV proposé par le scénario simulé dans le Chapitre 3 est largement envisageable au regard des estimations de la PPE pour les années à venir. La simulation implique une capacité installée de 90 GW d'ici 2050, ce qui correspond à une augmentation moyenne annuelle de 2,7 GW jusqu'en 2050. La PPE prévoit une augmentation de la capacité installée d'environ 3,7 GW par année pour respecter ses prévisions de 2028 (40 GW). Cet écart permet de prendre en compte le remplacement des panneaux solaires démantelés.

Pour atteindre ces objectifs, il semble primordial de développer les installations de panneaux solaires sur les toitures, les parkings ou encore au sol dans les terrains urbanisés ou dégradés limitant ainsi l'utilisation d'espaces agricoles ainsi que la déforestation. Il pourrait également être intéressant de favoriser le déploiement de l'éolien dans les établissements publics (gares, ports...).

4.4.4 Centrales hydroélectriques

Dans les simulations présentées dans ce rapport, les centrales hydroélectriques sont utilisées uniquement à des fins de comparaison. Il est en effet impossible de compter uniquement sur ce type de centrale pour assurer un mix 100% renouvelable en France.

Dans le but d'atteindre une production d'électricité 100% renouvelable en France, la seule solution serait en effet de remplacer les centrales nucléaires par des centrales hydroélectriques et d'ainsi tendre vers le scénario 25-220 obtenu dans 3.3.5. Cependant, ce type de mix électrique n'est pas envisageable en France du fait des contraintes concernant le potentiel hydroélectrique du pays. En effet, le potentiel supplémentaire exploitable de capacités hydroélectrique n'est environ que de 4 GW. Cette capacité dépend des nouvelles installations ainsi que des éventuelles modernisations des centrales existantes. Il n'est donc physiquement pas possible d'installer 25 GW de centrales hydroélectriques avec réservoirs supplémentaires afin d'obtenir le mix optimal déterminé précédemment (PPE, 2018).

En France, même si l'utopie d'un mix entièrement renouvelable n'est pas envisageable, il est toutefois possible de le décarboner encore un peu plus grâce à l'utilisation conjointe de centrales EnR et de centrales nucléaires.

4.4.5 Centrales nucléaires

Pour s'affranchir totalement des centrales thermiques tout en ne mettant pas en péril la qualité du réseau, la simulation indique une capacité installée nécessaire du nucléaire de 75

GW pour 180 GW d'EnRI, permettant le plus important taux de pénétration des EnRI (environ 70%).

La capacité installée du nucléaire français est aujourd’hui de 61,4 GW et est notamment limitée par le plafond français du nucléaire fixé à 63,2 GW. C'est la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui fixe ce plafond : « l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité ne peut être délivrée lorsqu'elle aurait pour effet de porter la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 GW » (PPE, 2018). En l'état actuel des choses, un mix électrique basé sur 75 GW de nucléaire n'est pas possible.

Qui plus est, le parc nucléaire français est aujourd’hui vieillissant. Ce dernier ayant été installé très rapidement, les fermetures de centrales vont très largement intervenir en même temps. Pour prétendre à une capacité installée aussi importante en 2050, il est donc nécessaire de commencer à renouveler le parc nucléaire dès maintenant. Les décisions politiques des prochaines années vont donc être cruciales pour le futur du nucléaire en France et de son impact dans la production d'électricité.

4.4.6 Centrales au charbon

L'objectif de ce travail n'est bien évidemment pas de vérifier la faisabilité en France d'un mix basé principalement sur les centrales à charbon, ce serait faire un énorme bond en arrière. Toutefois, cette étude a permis de mettre en avant les limites que présente ce type de centrale dans le suivi de charge. Les contraintes concernant les variations de production résultant de l'inertie de ce type de centrales ne permettent pas de suivre la charge aussi bien que les centrales hydroélectriques ou nucléaires de nouvelle génération.

4.4.7 Bilan

La possibilité d'un mix 100% renouvelable ne semble pas être une option possible au regard des résultats obtenus et des contraintes liées au potentiel hydroélectrique du territoire

national. Il est toutefois possible de décarboner le mix électrique français en fermant les centrales thermiques au profit des centrales nucléaires qui permettent de pallier l'intermittence des EnRI tout en limitant les émissions de GES lors de la production d'électricité. Cette alternative pourrait mener à un mix électrique français à 70% d'origine renouvelable.

CONCLUSION

Depuis plusieurs années maintenant, les dirigeants des plus grandes nations ont pris conscience des conséquences des activités humaines sur la planète, la plus importante étant l'augmentation de la température de cette dernière en raison notamment des rejets de gaz à effet de serre (GES). Les grands rassemblements pour tenter de trouver des mesures favorisant la réduction des émissions de ces GES se multiplient. La rencontre la plus prometteuse, Paris en 2015, a débouché sur la proposition de mesures fortes pour diminuer ces émissions et ainsi ralentir l'augmentation de la température de notre planète. Le secteur de l'énergie, fortement émetteur de GES, est au cœur de ces accords.

C'est dans ce contexte de transition énergétique que s'inscrit ce mémoire. La production d'électricité figure parmi les activités fortement émettrices de GES. L'utilisation massive dans certains pays des moyens de production thermiques est responsable d'émissions très importantes de ces gaz. Une solution à ce problème réside dans l'utilisation des énergies renouvelables intermittentes pour la production d'électricité. Cependant, en raison de leur caractère intermittent, il n'est pas possible de simplement ajouter ces énergies renouvelables au mix électrique sans risquer de compromettre son équilibre.

L'objectif principal de ce travail est de déterminer le taux de pénétration en énergie maximal des énergies renouvelables autorisé sans compromettre l'équilibre du réseau électrique. Ces taux ne sont pas les mêmes selon le moyen de production pilote utilisée dans le mix électrique. L'étude porte donc sur une comparaison des capacités d'intégration de trois moyens de production pilotés fortement utilisés à savoir les centrales nucléaires, l'hydroélectricité et les centrales à charbon.

La simulation des mix électriques est basée sur le modèle électrique français. Elle a dans un premier temps permis de mettre en évidence les volumes importants de sous-production et de surproduction, altérant ainsi l'équilibre du réseau électrique. L'utilisation des moyens de stockages, des échanges transfrontaliers et des effacements de consommation et de

production sont autant de solutions permettant de diminuer ces volumes de déséquilibre. Ces solutions ont ensuite été ajoutées à la simulation, montrant ainsi qu'il est possible d'obtenir des mix électriques à l'équilibre sans avoir recours à des moyens de production thermiques utilisés en pointe.

Le modèle ainsi obtenu a finalement permis de comparer les différents moyens de production pilotables entre eux. En fonction du moyen de production utilisé, la répartition entre la capacité installée de ce dernier et celle des énergies renouvelables intermittentes a été optimisée dans le but d'obtenir le taux de pénétration maximale des énergies renouvelables. Cette modélisation a permis de mettre en avant les performances des centrales hydroélectriques. Ces dernières permettent une production d'électricité d'origine renouvelable de près de 85 % contre 70 % pour les centrales nucléaires et 68 % pour celles à charbon. La production d'électricité issue des centrales hydroélectriques étant elle-même renouvelable, ces dernières sont les seuls moyens de production pilotables étudiés permettant d'obtenir un mix électrique entièrement renouvelable.

Toutefois, ce type de mix électrique n'est pas réalisable en France en raison des limitations concernant le potentiel hydraulique français. L'utilisation de centrales nucléaires permet cependant d'obtenir un mix électrique d'origine majoritairement renouvelable (70 %) tout en limitant les émissions de gaz à effet de serre. Pour obtenir ce fort taux de pénétration des énergies renouvelables, il est cependant nécessaire de développer et d'optimiser les solutions favorisant l'intégration de ces énergies. Une des plus prometteuses concerne l'effacement de production des énergies renouvelables intermittentes. Pour obtenir un mix majoritairement renouvelable, les énergies intermittentes telles l'éolien ou le solaire devront être installés massivement dans les années à venir avec pour conséquences des surplus de production lorsque les conditions météorologiques seront favorables. Il est donc essentiel de pouvoir traiter ce surplus en l'effaçant. Cette méthode nécessite cependant des moyens de prévisions à très court terme très performants, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

Les recherches en matière d'intégration d'énergies renouvelables seront donc déterminantes pour espérer obtenir des mix électriques de plus en plus renouvelables dans les années à venir. Sans amélioration des techniques d'intégration, il ne sera tout simplement pas possible de se passer des moyens de production thermiques pour assurer la sécurité d'approvisionnement et l'équilibre du réseau. La conséquence directe de cette utilisation sera alors matérialisée par les émissions de GES toujours plus importantes et néfastes pour notre planète.

ANNEXE I

REVUE DE LITTÉRATURE DES DIFFÉRENTS MOYENS DE STOCKAGE EXISTANTS ET PERTINENTS

Stockage mécanique

- Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) sont des moyens de stockage mécaniques gravitaires. Ce type de stockage utilise l'énergie potentielle de position de l'eau. Lorsque la demande est faible et que la production est plus importante (baisse des prix de l'électricité), l'eau du bassin inférieur est pompée dans celui supérieur. Lorsque la demande devient trop importante vis-à-vis de la production, l'eau est turbinée afin de convertir l'énergie potentielle de position de l'eau en électricité. Le schéma du principe de fonctionnement est présenté en Figure A-I-1 (Siapartners, 2021).

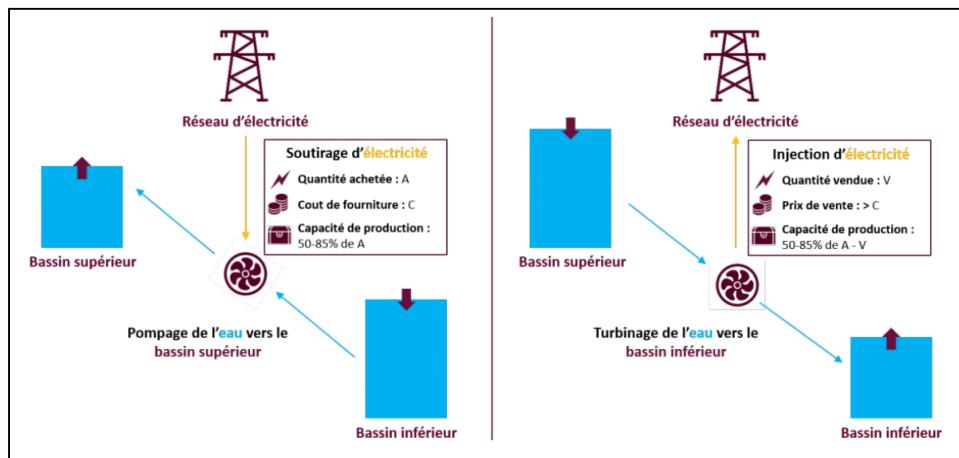


Figure A-I-1 Schéma de fonctionnement d'une STEP
Tirée de Siapartners (2021)

Les types de turbines le plus fréquemment utilisées sont les turbines Francis pouvant être aussi bien utilisées en pompage qu'en turbinage. Les STEP représentent 97 % de la capacité de stockage mondial d'électricité avec plus de quatre cents STEP (principalement en Europe)

d'installées dans le monde dont une soixantaine de plus de mille mégawatts de capacité. Les rendements de ces installations peuvent atteindre 85 % (Siapartners, 2021).

- Les **volants d'inertie** sont des systèmes de stockage mécaniques inertIELS. Cette technologie stocke l'énergie sous forme cinétique. Un moteur électrique entraîne un volant cylindrique à grande vitesse jusqu'à sa vitesse nominale. Le moteur est ensuite coupé et la récupération d'énergie est faite au moment du freinage par un générateur (Figure A-I-2 (Horsin Molinaro, 2019)).

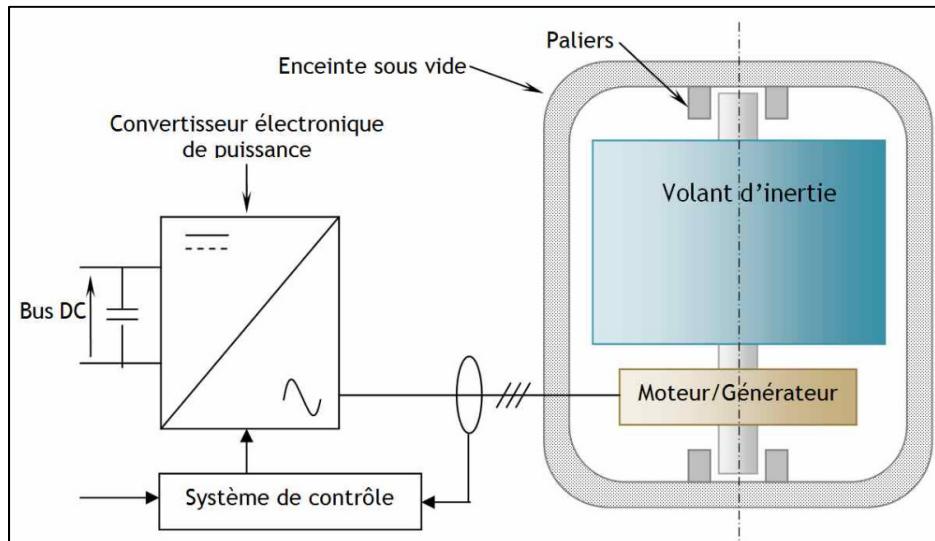


Figure A-I-2 Schéma de principe d'un volant d'inertie
Tirée de Horsin Molinaro (2019)

L'énergie emmagasinée par le volant dépend de son moment d'inertie et de sa vitesse de rotation :

$$E_{volant} = \frac{1}{2} I_{volant} \omega^2 \quad (\text{A-I-1})$$

L'intérêt de ce type de stockage est sa très grande réactivité qui lui permet d'absorber de très grandes variations de puissance. Son rendement est également important et peut

atteindre 95 %. L'autonomie des volants d'inertie étant trop faible pour l'employer sur du stockage à moyen et à long terme, ils sont principalement utilisés dans des applications de stockage stationnaire avec des demandes de forte puissance sur un court laps de temps ou encore pour du stockage sur quelques heures (Rousse, 2020).

Stockage thermodynamique

- Les **stockages par air comprimé en caverne hybridé par turbine à gaz** (CAES pour *Compressed Air Energy Storage*) sont des technologies assez récentes dont le principe ressemble à celui des STEP. L'eau et la différence de hauteur sont remplacées par de l'air et une différence de pression respectivement. Un réservoir est nécessaire pour stocker l'air comprimé et peut prendre la forme de cuve ou de caverne. Le deuxième réservoir traditionnellement utilisé dans les STEP est l'atmosphère dans le cas des CAES. L'électricité peu chère aux heures creuses est utilisée pour comprimer de l'air et le stocker. Lorsque la demande augmente, la détente de l'air est amorcée et il est envoyé dans une chambre à combustion alimentée par du gaz naturel et précédant la turbine (Figure A-I-3 (ENEA-Consulting, 2012)).

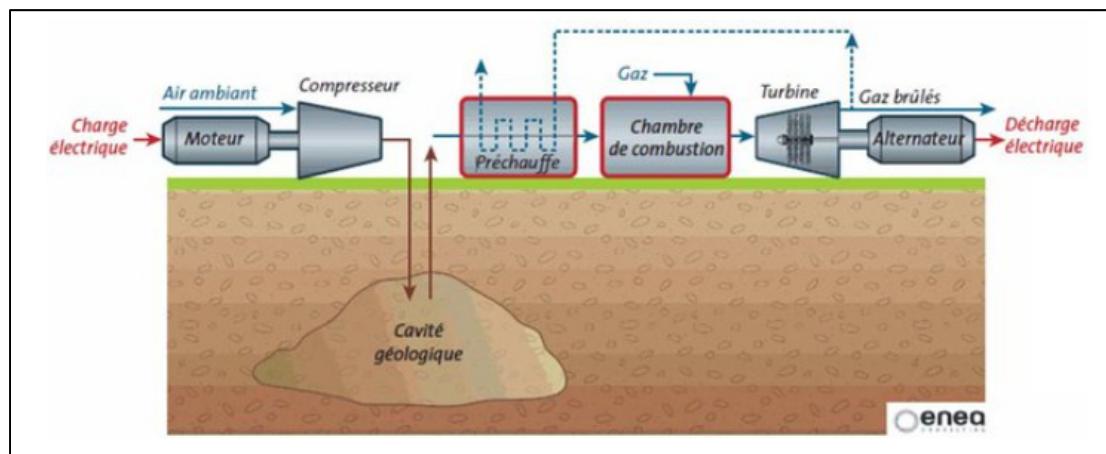


Figure A-I-3 Principe de fonctionnement des CAES
Tirée de ENEA-Consulting (2012)

Cette technologie est aujourd’hui très peu utilisée. Seules deux grandes installations existent en Allemagne et aux États-Unis. Le rendement de ce type de stockage peut atteindre 67 %. Une autre génération de CAES dite isotherme est encore sous la forme de prototype. Cette nouvelle génération permet d’évacuer la chaleur produite par la compression de l’air au fur et à mesure de la compression et non plus à la fin. Cette technologie permettrait d’augmenter le rendement à 95 % (Rousse, 2020).

- **Le stockage par air comprimé en caverne adiabatique** (AA-CAES pour *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*) permet de stocker la chaleur de compression dans un autre réservoir que celui de l’air. Lors de la détente, cette chaleur permet de réchauffer l’air et d’utiliser des turbines à air et non plus au gaz. Ce stockage est donc sans émissions de GES et a un rendement théorique situé entre 70 et 90 %. Il n’existe pas, à l’heure actuelle, de grandes installations de ce type de technologie bien que cette dernière devrait pouvoir concurrencer les STEP en termes de rendement (Rousse, 2020).

Stockage électrochimique

- Les **batteries électrochimiques** sont le moyen de stockage le plus répandu avec des applications diverses et variées (automobile, alimentation d’appareils électroniques portables, centrales de stockage, *etc.*) et commencent à être utilisées pour la stabilisation des réseaux électriques. Elles sont constituées d’un assemblage d’accumulateurs stockant l’énergie électrique produite par la circulation des ions entre deux électrodes à travers un électrolyte ainsi que par des électrons se déplaçant dans un circuit extérieur. Les batteries sont dites « secondaires » et peuvent accepter plusieurs cycles de charge/décharge. Les matériaux constituant les batteries sont nombreux, ce qui offre une grande variété de technologies différente. Les plus traditionnelles sont celles **plomb/acide (Pb/A)** constituées de deux électrodes de plomb et d’une solution d’acide sulfurique (H_2SO_4) comme électrolyte et utilisées notamment comme système de stockage couplé à des panneaux solaires PV dans les sites isolés. Elles présentent des rendements de 70 à 75 %. La Figure A-I-4 présente

le fonctionnement des cycles de charge et de décharge de ce type de batterie (Rousse, 2020).

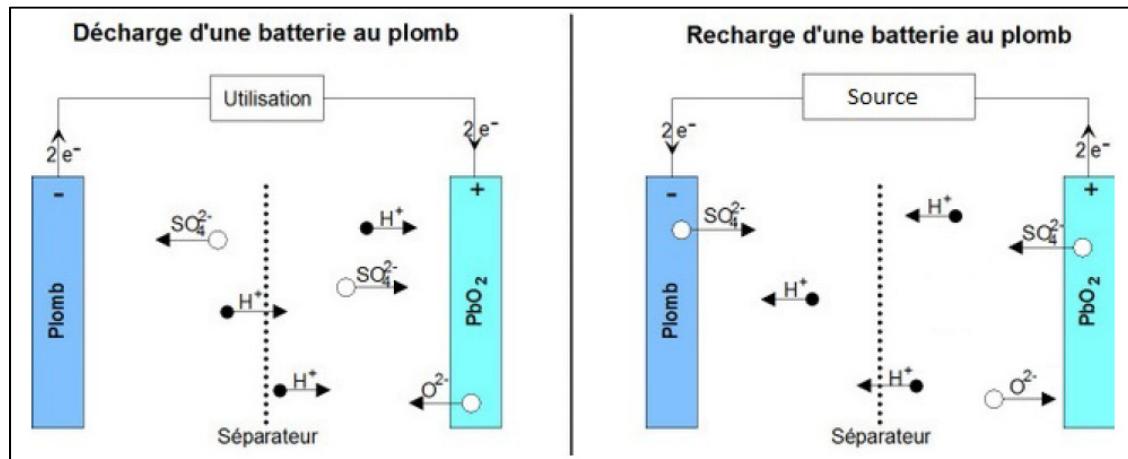


Figure A-I-4 Schéma de fonctionnement des batteries Pb/A
Tirée de Rousse (2020)

Les plus connus sont celles **Lithium-Ion (Li-ion)** ayant une autonomie bien supérieure aux autres types de batteries. Le plus grand SSE de ce type est mis au point par Tesla en 2017 en Australie. D'une puissance de 100 MW, elle est capable de s'activer en quelques millisecondes pour éviter l'effondrement du réseau (Connaissance des énergies, 2017).

- Les **batteries à circulation ou à flux (redox-flow battery)** stockent les couples électrochimiques à l'extérieur de la batterie et leurs électrolytes sont à l'état liquide. La spécificité de ce type de batterie est qu'il y a deux électrolytes distincts pour l'anode et la cathode. Le passage des ions communs aux deux électrolytes est permis par une membrane semi-perméable. Leur rendement est légèrement inférieur à ceux des batteries électrochimiques et se situe entre 65 et 75 %. Ces batteries sont utilisées pour du lissage de production d'EnRI ou pour du stockage de masse (Rousse, 2020).

Stockage électrostatique et électromagnétique

- Les **supercondensateurs** stockent l'énergie sous forme électrostatique. Ils sont constitués de deux électrodes poreuses en carbone plongées dans un électrolyte liquide. Ces dernières sont séparées par un séparateur permettant le passage des ions mais pas des électrons. Leur rendement est très élevé et se situe entre 90 et 95 %. Leur temps de réponse étant très rapide, ils sont principalement utilisés pour des amplifications de puissance sur des temps courts ou pour du stockage à très court terme (Rousse, 2020).
- Les **SMES** (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) utilisent une bobine supraconductrice. Du courant est injecté dans cette bobine qui est ensuite court-circuitée. L'énergie est alors stockée sous forme électrique et magnétique et sans perte énergétiques. Le temps de réponse de ce type de système est très rapide (20ms) et les rendements supérieurs à 95 %. Toutefois, cette technologie nécessite un refroidissement permanent pour maintenir le caractère supraconducteur de la bobine et son coût est encore très élevé (CAPEX entre 100 et 500 €/kW). Une unité de 10 MW est utilisée pour stabiliser le réseau électrique aux États-Unis, mais leur faisabilité à grande échelle reste à prouver.

Stockage thermique

L'énergie thermique est la forme la plus dégradée de l'énergie. Son stockage est délicat et il est encore plus difficile de la convertir en une autre forme d'énergie. Il existe deux grandes familles de stockage de chaleur :

- Les **stockages par chaleur sensible** sont des systèmes de stockage solides ou liquides (très rarement gazeux) qui utilisent l'augmentation de température de ce système pour stocker de l'énergie. Il n'y a pas de changement de phase. L'énergie pouvant être stockée par ce système dépend de la capacité calorifique (c_p) du matériau utilisé ainsi que des extrêmes de température. La chaleur sensible (Q) stockée

dans une masse m ou un volume V d'un matériau ayant une capacité calorifique c_p est donnée par les formules suivantes (Rousse, 2020):

$$Q = mc_p(T_{finale} - T_{initiale}) \quad (\text{A-I-2})$$

$$Q = \rho V c_p(T_{finale} - T_{initiale}) \quad (\text{A-I-3})$$

Il est donc intéressant de choisir des matériaux ou fluides ayant des capacités calorifiques importantes pour maximiser l'énergie emmagasinée. Ce système est notamment utilisé pour les chauffe-eaux solaires qui utilisent la chaleur du soleil pour la restituer toute au long de la journée (ADEME, 2011).

- Le **stockage par chaleur latente** utilise la capacité d'un matériau à passer d'un état à un autre. Le plus souvent, il s'agit du passage de l'état solide à l'état liquide. Un des types de matériau utilisé pour ce SSE, sont les matériaux à changement de phase (MCP). Ils stockent l'énergie liée au changement de phase. Cette énergie accumulée est ensuite cédée par transformation inverse sous forme de chaleur ou de froid. Par exemple, dans le bâtiment, les MCP peuvent améliorer l'inertie thermique des parois dans lesquelles ils sont placés. Ils peuvent également être utilisés pour du stockage solaire dans des applications de ballons d'eau chaude sanitaires solaires (ADEME, 2011).

Stockage chimique

- Les **piles à combustible à hydrogène** permettent de produire de l'électricité à partir d'hydrogène. Ce que l'on appelle hydrogène est en fait du dihydrogène (H_2), une molécule formée de deux atomes d'hydrogène (H). Cette molécule possède une densité énergétique par unité de masse très importante (environ trois fois celle de l'essence). Toutefois, cette dernière ne se trouve qu'en très faible quantité dans notre environnement, il est donc nécessaire de la produire artificiellement (*Power-to-Gas*).

Aujourd’hui, la méthode la plus utilisée consiste à casser un hydrocarbure dans le but de récupérer les molécules d’hydrogène. Cette méthode est très polluante car fortement émettrice de GES. Une autre méthode consiste à faire l’électrolyse de l’eau. Elle consiste à casser une molécule d’eau pour obtenir du dioxygène et de l’hydrogène. Lorsque la source d’électricité permettant cette électrolyse est décarbonée, le procédé est non émetteur de GES. Une fois ces molécules d’hydrogène obtenues, elles peuvent être utilisées comme carburants de véhicules adaptés ou stockées en vue d’être reconvertis en électricité à partir des piles à combustible à hydrogène (Rousse, 2020). Cette utilisation va de pair avec l’intégration des EnRI dans le réseau électrique (Figure A-I-5, (ADEME, 2014)).

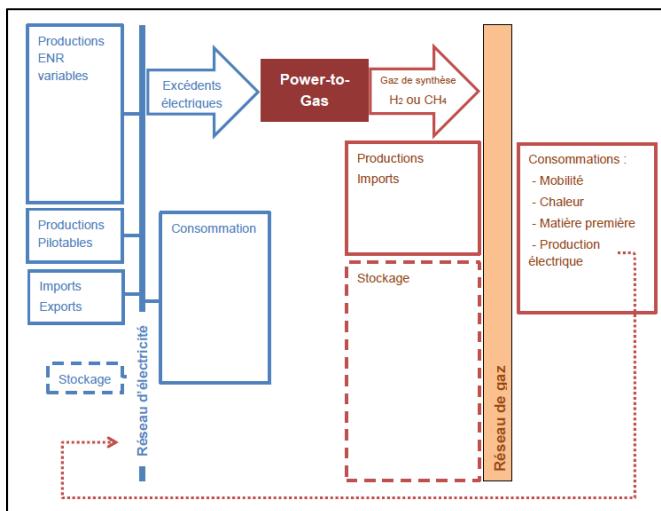


Figure A-I-5 Schéma du principe de *Power-to-Gas*
Tirée de ADEME (2014)

Le rendement total (comprenant l’électrolyse, le compresseur et la pile à combustible) est encore aujourd’hui trop faible et est d’environ 33 %. De plus, les technologies permettant la synthèse de l’hydrogène de manière non polluante ne sont pas assez matures et concurrentielles par rapport à l’hydrogène conventionnel issu d’hydrocarbures. Les recherches sont nombreuses sur le sujet car cette technologie peut constituer un facteur clef de l’intégration des EnRI (Rousse, 2020).

Comparaison des technologies de stockage

Toutes les technologies de stockage présentées précédemment peuvent servir à stocker directement ou indirectement une surproduction d'EnRI afin de la restituer ultérieurement dans le réseau. Il est donc nécessaire de comparer ces technologies entre elles afin de déterminer lesquelles sont les plus appropriées pour un usage donné. La Figure A-I-6 présente les données technico-économiques des différents SSE (ENEA-Consulting, 2012).

	Capacité disponible	Gamme de puissance	Temps de réaction	Efficacité	Durée de vie	CAPEX puissance (€/kW)	CAPEX énergie (€/kWh)
STEP	1 – 100 GWh	100 MW – 1 GW	s - min	70 – 85 %	>40 ans	500 – 1 500	70 – 150
CAES	10 MWh – 10 GWh	10 – 300 MW	min	50 % (1 ^{ère} gén.) 70 % (AA-CAES)	>30 ans	400 – 1 200	50 – 150
Hydrogène et Pile à Combustible	10 kWh – 10 GWh	1 kW – 10 MW	s - min	25 – 35 %	5 – 10 ans	6 000	< 500
Batteries Sodium-Souffre	< 100 MWh	< 10 MW	ms	75 – 85 %	2 000 – 5 000 cycles	5 000 – 1 500	150 – 500
Batteries Lithium-Ion	< 10 MWh	< 10 MW	ms	85 – 95 %	2 000 – 10 000 cycles	1 000 – 3 000	300 – 1 200
Batteries Red-Ox Flow	< 100 MWh	< 10 MW	ms	65 – 80 %	2 000 – 12 000 cycles	500 – 2 300	100 – 400
Volants d'inertie	5 – 10 kWh	1 – 20 MW	ms	> 90 %	100 000 cycles	500 – 2 000	2 000 – 8 000
SMES	1 – 10 kWh	10 kW – 5 MW	ms	> 90 %	20 – 30 ans	300	> 10 000
Super condensateurs	1 – 5 kWh	10 kW – 5 MW	ms	90 – 95 %	500 000 cycles	100 – 500	10 000 – 20 000

Figure A-I-6 Données technico-économiques de différents systèmes de stockage
Tirée de ENEA-Consulting (2012)

À partir de ces données, il est ensuite possible de comparer ces technologies selon différents critères.

- Comparaison technique

Les performances techniques d'un SSE sont nombreuses et permettent de comparer les différentes technologies selon le besoin (lissage de production, stockage local, amélioration de la qualité du courant...). Parmi celles-ci :

- Le temps de décharge qui correspond au ratio énergie/puissance

- La durée de vie ou le nombre de cycles admissibles du système
- Le temps de réaction
- L'efficacité globale du cycle (charge/décharge)
- La gamme de puissance et la capacité énergétique disponible

La figure A-I-7 montre le positionnement en puissance et le temps de décharge typique de quelques SSE (Renaud et Fournié, 2013).

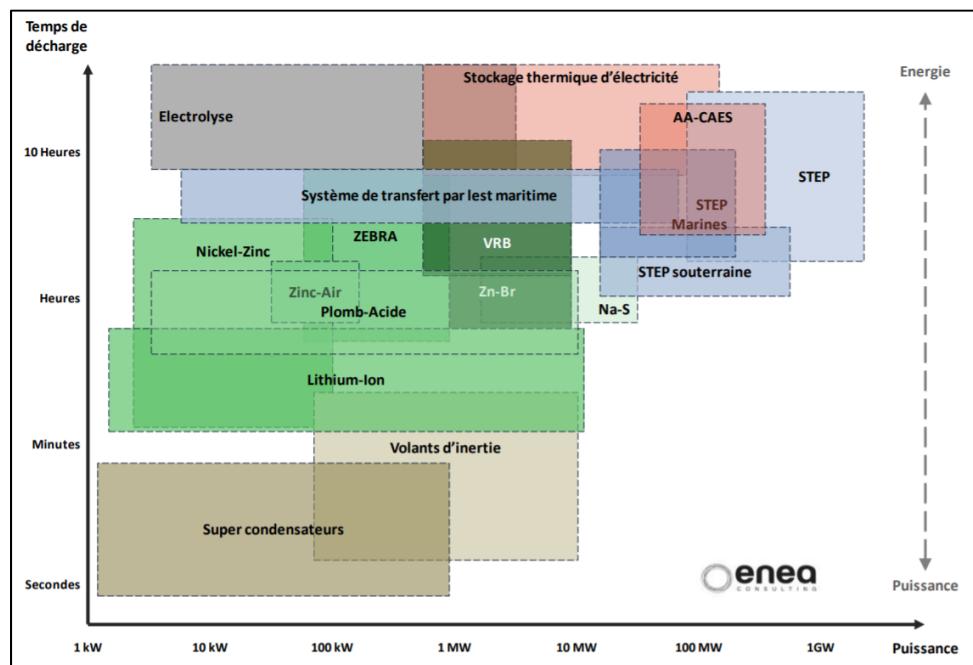


Figure A-I-7 Positionnement des SSE selon leur gamme de puissance et leur temps de décharge
Tirée de Renaud et Fournié (2013)

Ce graphique montre que les STEP ainsi que les CAES seront privilégiés pour déplacer de grandes quantités d'énergie sur des périodes relativement longues alors que pour des régulations rapides du réseau, on utilisera plutôt des volants d'inertie ou des supercondensateurs (Renaud et Fournié, 2013).

La Figure A-I-8 positionne les différents SSE en fonction de l'efficacité énergétique de leur cycle et de leur durée de vie. Il ressort de ce graphique que les supercondensateurs et les volants d'inertie présentent le meilleur compromis entre ces deux performances. Les STEPs ont des durées de vie également très importantes mais avec une efficacité énergétique un peu plus faible (Korsaga et al., 2018).

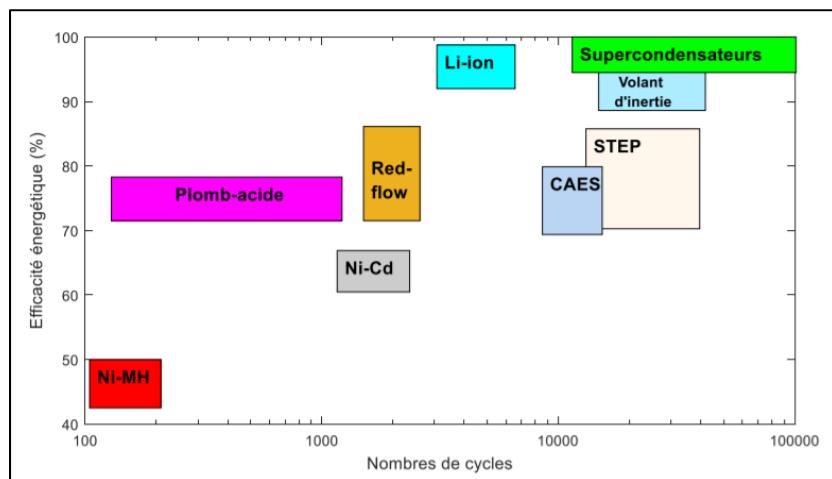


Figure A-I-8 Positionnement des différents SSE selon leur efficacité énergétique et leur durée de vie
Tirée de Korsaga et al. (2018)

- Comparaison selon le niveau de maturité technologique

Bien que les STEPs représentent plus de 97 % de la capacité de stockage mondial d'électricité, d'autres technologies arrivent à un niveau de maturité avancé comme certains types de batteries électrochimiques et à circulation (Figure A-I-9 (Renaud et Fournié, 2013)).

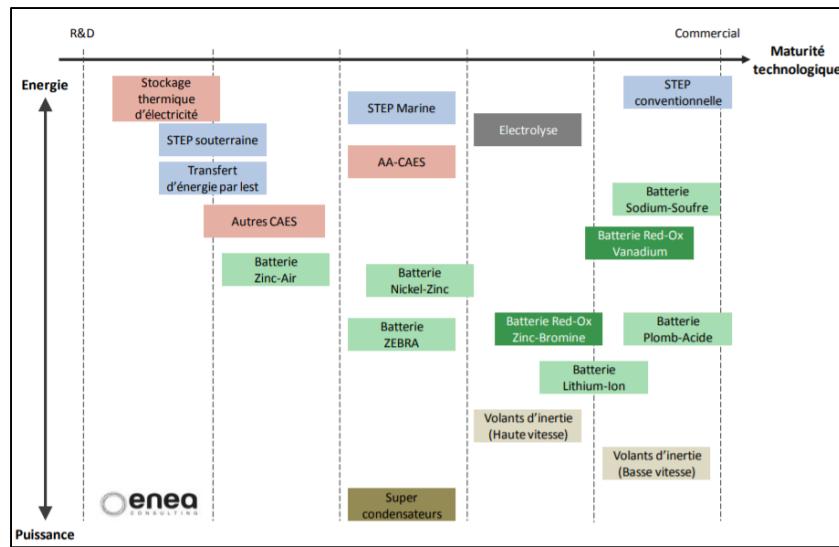


Figure A-I-9 Maturité technologique des SSE
Tirée de Renaud et Fournié (2013)

Certaines technologies comme l'électrolyse ou les CAES adiabatiques sont en cours de développement du fait de leur fort potentiel à faciliter l'intégration des EnR dans le mix électrique mondial. À défaut d'avoir un marché de masse, les autres technologies de stockages prospèrent dans des territoires où l'équilibre offre/demande est relativement délicat à obtenir comme dans les contextes insulaires (Japon, Hawaï), dans les réseaux vieillissants et mal interconnectés (État de New York aux États-Unis) ou encore dans des pays où la production d'EnRI est décentralisée et éloignée des zones de forte demande (Allemagne) (Renaud et Fournié, 2013).

- Comparaison économique

Un autre critère de choix et non des moindres est le coût de la technologie. Une méthode de comparaison consiste à évaluer les coûts d'investissement en énergie et en puissance des différents SSE, aussi appelés CAPEX. Toutefois, le manque de recul de certaines technologies encore peu matures rend la comparaison des CAPEX délicates. Il est alors possible d'évaluer le coût d'un mégawattheure sur la durée de vie totale du SSE. Pour ce faire, les coûts actualisés de ces systèmes (LCOS pour *Levelized Cost Of Storage*) ont été calculés d'après la formule suivante (Rousse, 2020):

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{A-I-4})$$

Avec : r	le taux d'actualisation ici égal à 5,25 %
C_t	les coûts d'investissement engagés au cours de l'année t
M_t	les coûts d'exploitation engagés au cours de l'année t
Q_t	la production totale au cours de l'année t
N	le nombre d'années d'opération, dépendant de la durée de vie de la technologie

Le LCOS est défini comme le coût du stockage (en € par unité de stockage d'énergie, ici le MWh). Ce paramètre est souvent utilisé pour comparer les coûts de durée de vie de différents SSE (Rousse, 2020). Les résultats dans le scénario du mix électrique français sont présentés à la Figure A-I-10 (Renaud et Fournié, 2013).

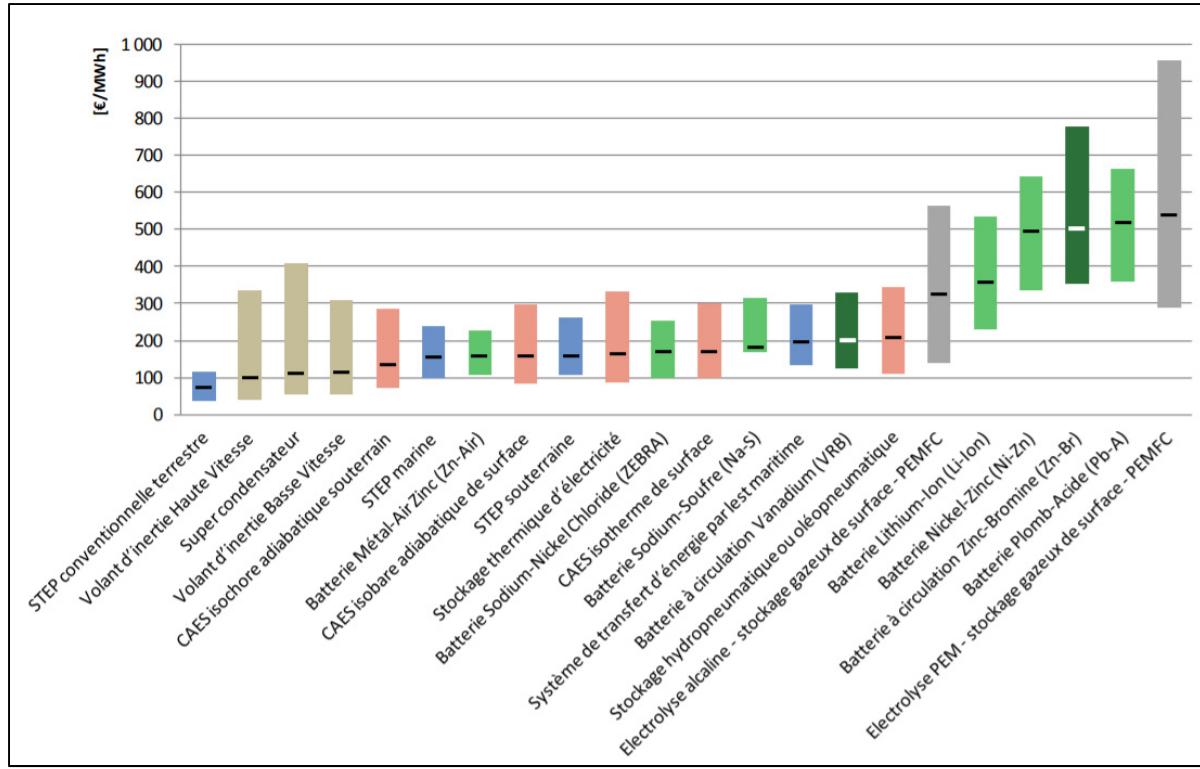


Figure A-I-10 Comparaison des LCOS
Tirée de Renaud et Fournié (2013)

Il est intéressant de constater que les technologies les plus matures ont peu d'incertitude concernant leur LCOS. De plus, toutes les technologies ne répondent pas aux mêmes usages et dépendent fortement du cyclage annuel considéré. Il faut donc être vigilant et ne pas comparer les LCOS des volants d'inertie et des supercondensateurs avec les autres technologies par exemple.

Tous ces critères de comparaison permettent d'établir une répartition des SSE en fonction de leur usage (Figure A-I-11). Par exemple, les STEP seront plus efficaces pour lisser les pointes de demande plutôt que pour améliorer la qualité du courant (Bridier, 2016).

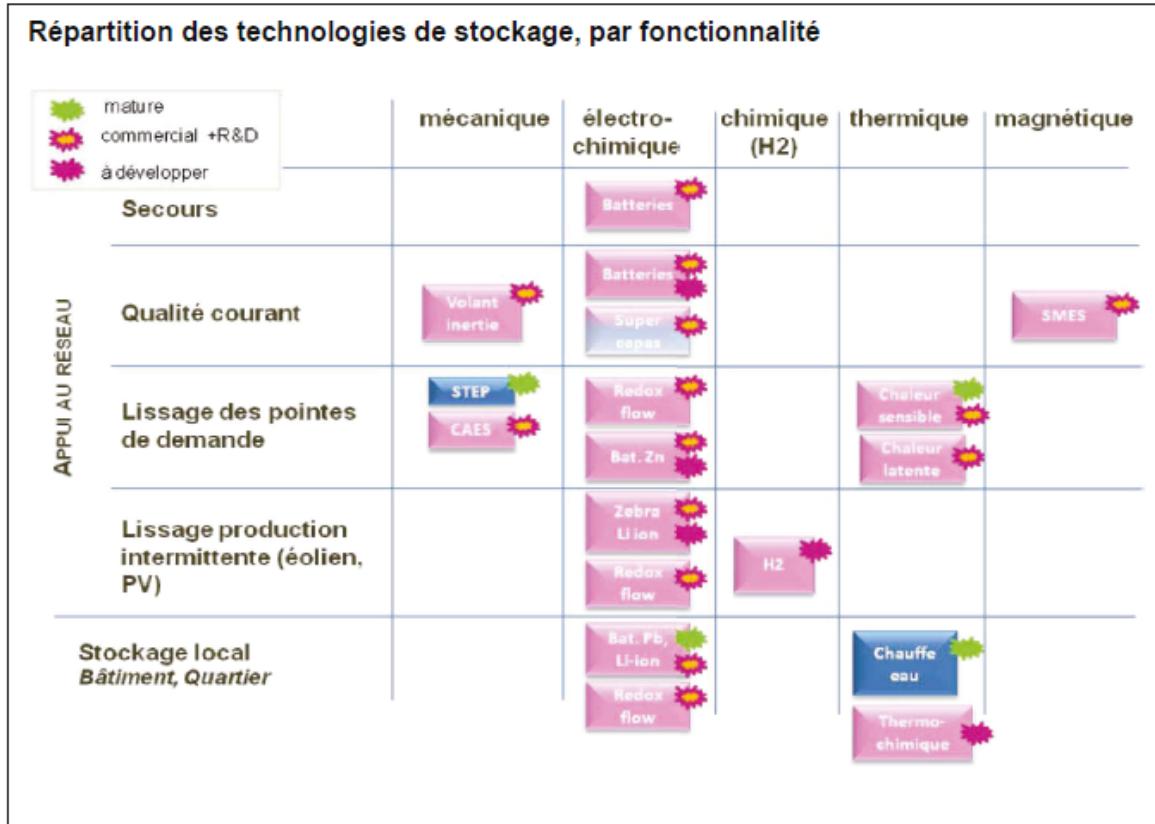


Figure A-I-11 Répartition des technologies de stockage par fonctionnalité
Tirée de Bridier (2016)

Comme le montre la Figure A-I-11, peu de SSE sont matures à l'heure actuelle. L'intégration des EnRI est donc en partie conditionnée par les recherches et les avancées dans ce domaine afin d'assurer une qualité du réseau acceptable malgré une intermittence préjudiciable.

ANNEXE II

FACTEURS DE CHARGE HORAIRES DES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES RENOUVELABLES

Tableau A-II-1 Facteurs de charge horaires moyens de l'éolien

Facteurs de charge horaires moyens (sur les neuf années d'étude) de l'éolien (France)												
Heure / Mois	Janvier	Fevrier	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	32,5%	34,6%	31,0%	24,2%	22,4%	19,7%	18,6%	17,0%	20,7%	26,3%	30,9%	37,2%
1	32,1%	34,0%	30,5%	24,2%	22,3%	19,7%	18,4%	16,8%	20,2%	25,9%	30,6%	37,1%
2	31,6%	33,6%	30,0%	23,9%	21,9%	19,3%	17,9%	16,4%	19,6%	25,6%	30,2%	36,9%
3	31,2%	33,3%	29,8%	23,6%	21,3%	18,9%	17,4%	16,0%	19,0%	25,3%	29,9%	36,4%
4	31,0%	33,1%	29,6%	23,1%	20,7%	18,2%	16,8%	15,4%	18,6%	25,2%	29,7%	36,1%
5	30,8%	33,1%	29,3%	22,7%	20,2%	17,6%	16,1%	14,9%	18,2%	25,2%	29,5%	36,0%
6	30,8%	33,1%	29,1%	22,5%	19,8%	17,2%	15,5%	14,6%	18,0%	25,2%	29,7%	35,9%
7	30,8%	33,5%	28,9%	22,3%	19,3%	16,4%	14,9%	14,3%	17,9%	25,3%	29,8%	35,9%
8	31,4%	34,3%	28,9%	22,0%	17,7%	14,6%	13,2%	13,8%	18,0%	25,9%	30,3%	36,7%
9	31,3%	33,9%	27,1%	19,7%	15,6%	13,3%	11,6%	11,8%	16,5%	25,4%	30,0%	36,7%
10	30,9%	32,8%	25,8%	18,5%	15,9%	13,7%	11,9%	11,2%	14,6%	23,7%	28,6%	36,0%
11	30,0%	32,6%	26,4%	19,3%	17,0%	14,7%	12,9%	12,3%	14,7%	22,8%	27,7%	34,8%
12	30,0%	33,5%	27,6%	20,6%	18,4%	15,7%	14,2%	13,6%	16,1%	23,5%	28,0%	34,4%
13	30,7%	34,6%	28,7%	21,7%	19,5%	16,6%	15,3%	14,8%	17,2%	24,6%	28,5%	34,4%
14	31,2%	35,0%	29,4%	22,4%	20,3%	17,4%	16,3%	15,9%	18,0%	25,1%	28,7%	34,3%
15	31,2%	35,4%	29,9%	23,2%	21,1%	18,1%	17,0%	16,7%	18,6%	25,2%	28,5%	34,0%
16	30,9%	35,2%	30,2%	23,8%	21,9%	18,8%	17,8%	17,4%	19,2%	25,1%	28,0%	33,8%
17	31,0%	34,5%	30,0%	24,2%	22,4%	19,3%	18,3%	17,8%	19,5%	24,6%	28,2%	34,5%
18	32,1%	33,7%	29,1%	23,9%	22,3%	19,5%	18,6%	17,7%	19,2%	23,8%	29,9%	36,3%
19	33,4%	34,2%	28,6%	23,1%	21,7%	19,1%	18,2%	16,9%	18,2%	23,9%	31,3%	37,7%
20	34,1%	35,3%	29,6%	21,6%	20,4%	18,1%	17,2%	15,5%	17,7%	25,6%	32,3%	38,4%
21	34,2%	36,0%	30,8%	21,6%	19,5%	16,9%	16,0%	14,8%	19,3%	26,7%	32,5%	38,6%
22	34,1%	36,0%	31,3%	22,9%	20,7%	17,5%	16,6%	15,9%	20,8%	27,3%	32,3%	38,5%
23	33,2%	35,2%	30,9%	23,6%	21,8%	18,8%	17,7%	16,8%	21,0%	26,8%	31,4%	37,6%

Tableau A-II-2 Facteurs de charge horaires moyens du solaire

Tableau A-II-3 Facteurs de charge horaires moyens de l'hydraulique

Heure / Mois	Facteurs de charge horaires moyens (sur les neuf années d'étude) de l'hydraulique (France)											
	Janvier	Fevrier	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	29,5%	33,4%	33,2%	33,7%	38,1%	36,9%	28,5%	22,1%	17,3%	18,2%	22,5%	26,4%
1	25,1%	28,4%	27,5%	27,0%	32,2%	30,8%	22,6%	17,4%	14,1%	14,8%	19,4%	22,0%
2	24,0%	27,5%	26,2%	25,4%	30,8%	29,5%	21,2%	16,2%	13,3%	14,0%	18,4%	20,9%
3	22,3%	25,2%	24,4%	23,8%	29,3%	27,9%	20,0%	15,1%	12,4%	13,1%	17,5%	19,5%
4	21,3%	24,1%	23,5%	23,0%	28,5%	27,1%	19,3%	14,6%	12,1%	12,8%	17,0%	18,8%
5	21,4%	24,2%	23,6%	23,2%	28,5%	27,1%	19,2%	14,5%	12,1%	12,9%	17,2%	19,0%
6	22,9%	26,3%	25,6%	24,7%	29,3%	27,8%	19,7%	15,2%	12,8%	13,8%	18,2%	20,3%
7	28,7%	33,7%	33,1%	30,1%	32,7%	30,4%	22,0%	16,6%	16,8%	18,1%	23,5%	24,8%
8	37,3%	41,3%	37,8%	34,8%	38,1%	35,3%	25,8%	19,3%	20,7%	24,0%	28,9%	31,7%
9	38,8%	43,5%	39,3%	36,8%	40,2%	38,1%	29,0%	22,2%	22,1%	25,1%	29,9%	33,4%
10	40,1%	44,0%	38,5%	36,8%	40,2%	38,9%	30,4%	23,9%	22,4%	25,6%	30,0%	34,7%
11	39,3%	41,7%	36,3%	35,1%	39,3%	38,7%	30,6%	24,0%	21,9%	24,7%	28,8%	33,9%
12	39,2%	40,4%	35,2%	34,1%	39,1%	38,8%	30,8%	23,9%	21,3%	24,0%	28,6%	33,6%
13	37,9%	38,2%	34,0%	32,9%	38,4%	38,1%	30,4%	23,9%	20,4%	22,6%	28,2%	33,4%
14	33,3%	33,8%	30,3%	29,2%	34,7%	34,6%	27,3%	20,7%	17,6%	19,4%	25,0%	29,4%
15	30,7%	31,0%	28,2%	27,1%	32,9%	33,0%	25,7%	19,5%	16,5%	18,1%	24,2%	27,7%
16	30,5%	30,5%	27,6%	26,2%	32,0%	32,1%	24,8%	19,0%	16,0%	17,7%	24,8%	27,9%
17	32,6%	32,0%	28,6%	26,2%	32,0%	32,2%	24,9%	19,5%	16,3%	18,4%	27,5%	31,4%
18	42,7%	38,0%	32,2%	28,3%	34,4%	34,4%	27,1%	21,9%	19,1%	22,4%	37,8%	41,3%
19	49,3%	52,6%	43,8%	34,1%	39,6%	39,3%	30,9%	26,2%	25,1%	31,4%	41,2%	43,9%
20	42,5%	48,0%	46,4%	37,1%	41,2%	39,7%	31,3%	27,0%	27,4%	32,4%	34,3%	38,0%
21	33,8%	38,8%	38,9%	38,2%	39,6%	36,8%	28,7%	25,5%	24,9%	23,2%	26,5%	30,3%
22	28,7%	32,3%	32,5%	34,0%	38,9%	35,6%	28,1%	24,3%	18,4%	18,2%	22,7%	25,8%
23	33,6%	38,0%	38,0%	38,6%	44,1%	42,5%	34,8%	27,9%	21,6%	22,1%	26,5%	30,6%

Tableau A-II-4 Facteurs de charge horaires moyens des bioénergies

Heure / Mois	Facteurs de charge horaires moyens (sur les neuf années d'étude) des bioénergies (France)											
	Janvier	Fevrier	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	57,8%	58,6%	57,9%	52,7%	53,8%	51,9%	55,5%	55,6%	53,8%	52,2%	59,9%	60,3%
1	57,9%	58,6%	57,8%	52,7%	53,9%	52,1%	55,8%	55,8%	53,9%	52,4%	59,9%	60,3%
2	57,9%	58,6%	57,9%	52,8%	54,0%	52,3%	56,1%	56,0%	54,0%	52,4%	60,0%	60,4%
3	57,9%	58,6%	57,9%	52,7%	54,0%	52,4%	56,2%	56,1%	54,1%	52,4%	60,0%	60,3%
4	57,8%	58,5%	57,9%	52,6%	54,0%	52,4%	56,3%	56,1%	54,2%	52,4%	59,9%	60,3%
5	57,8%	58,4%	57,8%	52,5%	53,9%	52,4%	56,2%	56,2%	54,1%	52,4%	59,8%	60,1%
6	57,3%	57,9%	57,3%	52,0%	53,4%	52,2%	55,9%	56,0%	53,9%	51,9%	59,3%	59,7%
7	57,0%	57,6%	56,9%	51,6%	53,1%	51,9%	55,7%	55,8%	53,6%	51,6%	58,9%	59,3%
8	56,7%	57,6%	56,7%	51,5%	53,1%	51,5%	55,3%	55,6%	53,2%	51,4%	58,6%	59,2%
9	56,4%	57,2%	56,5%	51,2%	52,7%	51,1%	54,8%	55,1%	52,8%	51,1%	58,2%	58,8%
10	56,2%	56,9%	56,4%	51,1%	52,5%	50,7%	54,3%	54,6%	52,4%	50,8%	58,1%	58,5%
11	56,2%	56,9%	56,4%	51,1%	52,4%	50,4%	54,0%	54,1%	52,1%	50,6%	57,9%	58,4%
12	56,5%	57,3%	56,7%	51,5%	52,5%	50,4%	53,8%	54,1%	52,1%	50,8%	58,3%	58,7%
13	56,9%	57,7%	57,0%	51,8%	52,7%	50,4%	53,8%	54,1%	52,3%	51,1%	58,7%	59,1%
14	56,9%	57,5%	57,0%	51,7%	52,4%	50,1%	53,3%	53,7%	52,0%	51,0%	58,6%	59,1%
15	56,9%	57,6%	56,9%	51,8%	52,4%	49,9%	53,2%	53,5%	51,9%	51,0%	58,7%	59,1%
16	57,0%	57,8%	57,2%	51,9%	52,5%	50,1%	53,3%	53,5%	52,1%	51,2%	58,9%	59,3%
17	57,2%	58,1%	57,4%	52,1%	52,8%	50,3%	53,5%	53,7%	52,3%	51,5%	59,2%	59,4%
18	57,3%	58,2%	57,6%	52,3%	52,9%	50,6%	53,8%	53,9%	52,7%	51,7%	59,4%	59,6%
19	57,4%	58,2%	57,6%	52,4%	53,1%	50,8%	54,0%	54,1%	52,9%	51,9%	59,5%	59,7%
20	57,5%	58,3%	57,6%	52,4%	53,4%	51,1%	54,3%	54,6%	53,2%	52,0%	59,7%	59,9%
21	57,7%	58,4%	57,7%	52,5%	53,5%	51,4%	54,7%	55,0%	53,5%	52,1%	59,8%	60,0%
22	57,6%	58,3%	57,6%	52,4%	53,4%	51,5%	55,0%	55,2%	53,6%	52,2%	59,8%	60,0%
23	57,7%	58,5%	57,7%	52,5%	53,6%	51,7%	55,3%	55,4%	53,7%	52,3%	59,9%	60,1%

Tableau A-II-5 Facteurs de charge horaires moyens des centrales à cogénération

Facteurs de charge horaires moyens (sur les neuf années d'étude) des centrales à cogénération (France)												
Heure / Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	54,3%	54,2%	49,0%	10,6%	8,5%	7,5%	7,8%	7,5%	8,1%	9,7%	47,3%	50,8%
1	53,8%	53,4%	48,4%	10,1%	8,3%	7,3%	7,6%	7,3%	8,0%	9,5%	46,8%	50,2%
2	53,6%	53,3%	48,2%	9,9%	8,2%	7,2%	7,5%	7,3%	8,0%	9,5%	46,8%	50,1%
3	53,5%	53,1%	48,1%	9,5%	8,1%	7,2%	7,5%	7,2%	8,0%	9,4%	46,8%	50,0%
4	53,4%	53,1%	48,0%	9,4%	8,1%	7,2%	7,5%	7,2%	7,9%	9,4%	46,7%	49,9%
5	53,4%	53,0%	48,1%	9,4%	8,1%	7,2%	7,5%	7,2%	7,9%	9,4%	46,8%	49,9%
6	53,5%	53,4%	48,4%	9,6%	8,3%	7,2%	7,5%	7,3%	8,0%	9,5%	47,0%	50,1%
7	54,2%	54,2%	49,2%	10,1%	8,5%	7,4%	7,8%	7,5%	8,3%	9,7%	47,8%	50,7%
8	54,8%	54,9%	49,7%	10,4%	8,7%	7,6%	8,0%	7,6%	8,5%	10,0%	48,2%	51,1%
9	54,7%	54,9%	49,7%	10,3%	8,8%	7,7%	8,1%	7,6%	8,5%	10,1%	48,3%	51,1%
10	54,4%	54,6%	49,4%	10,2%	8,8%	7,7%	8,2%	7,6%	8,6%	10,4%	48,3%	50,9%
11	54,4%	54,5%	49,2%	10,1%	8,8%	7,8%	8,1%	7,7%	8,6%	10,5%	48,2%	50,8%
12	54,4%	54,6%	49,1%	10,0%	8,8%	7,8%	8,1%	7,6%	8,5%	10,6%	48,2%	50,9%
13	54,5%	54,6%	48,9%	9,9%	8,7%	7,7%	8,1%	7,6%	8,5%	10,5%	48,2%	51,0%
14	54,4%	54,3%	48,5%	9,8%	8,6%	7,6%	8,0%	7,5%	8,4%	10,4%	48,0%	50,8%
15	54,3%	54,0%	48,1%	9,6%	8,5%	7,5%	7,8%	7,5%	8,3%	10,5%	47,9%	50,7%
16	54,5%	54,1%	48,2%	9,5%	8,4%	7,4%	7,7%	7,4%	8,2%	10,5%	48,1%	50,8%
17	54,8%	54,4%	48,3%	9,5%	8,4%	7,4%	7,7%	7,4%	8,3%	10,5%	48,4%	51,0%
18	55,2%	54,8%	48,7%	9,7%	8,5%	7,5%	7,8%	7,5%	8,3%	10,6%	48,8%	51,4%
19	55,4%	55,3%	49,2%	9,9%	8,6%	7,5%	7,9%	7,6%	8,4%	10,7%	49,1%	51,6%
20	55,3%	55,4%	49,6%	10,0%	8,6%	7,5%	7,9%	7,6%	8,4%	10,8%	48,9%	51,4%
21	54,9%	54,8%	49,1%	9,9%	8,6%	7,5%	7,9%	7,6%	8,4%	10,6%	48,5%	51,0%
22	54,7%	54,6%	49,0%	9,9%	8,6%	7,5%	7,9%	7,6%	8,3%	10,5%	48,3%	50,8%
23	54,6%	54,5%	48,9%	9,8%	8,6%	7,6%	7,9%	7,6%	8,2%	10,5%	48,2%	50,7%

ANNEXE III

COEFFICIENTS DE VARIATION DES FACTEURS DE CHARGE HORAIRES DE DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES RENOUVELABLES

Tableau A-III-1 Coefficients de variation des facteurs de charge horaires de l'éolien

Heure / Mois	Coefficients de variation des facteurs de charge horaires de l'éolien (France)											
	Janvier	Fevrier	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	21,7%	18,9%	19,6%	22,4%	21,2%	18,2%	13,2%	19,6%	22,5%	17,3%	15,6%	21,4%
1	21,6%	18,6%	19,6%	22,2%	21,8%	18,8%	13,6%	19,0%	23,9%	17,2%	15,9%	21,6%
2	21,8%	18,7%	19,7%	21,7%	22,1%	19,4%	14,2%	19,9%	25,3%	17,7%	16,3%	22,1%
3	21,9%	19,1%	20,0%	20,8%	22,3%	19,6%	15,1%	21,2%	26,4%	18,1%	16,7%	21,8%
4	22,1%	20,0%	20,1%	20,4%	22,7%	20,1%	15,9%	22,0%	27,3%	18,4%	16,7%	21,3%
5	22,4%	20,9%	20,1%	20,9%	22,9%	20,6%	16,8%	22,7%	28,4%	18,6%	16,9%	21,0%
6	22,1%	21,3%	19,8%	21,1%	23,3%	20,4%	17,9%	23,6%	28,9%	18,9%	16,5%	21,5%
7	22,0%	21,6%	19,3%	20,6%	24,9%	21,2%	19,0%	24,5%	29,2%	19,3%	16,2%	21,4%
8	22,1%	21,7%	19,6%	20,5%	27,9%	23,9%	22,2%	26,1%	30,7%	19,0%	15,9%	21,5%
9	22,1%	22,2%	20,8%	21,6%	31,9%	26,6%	28,7%	30,6%	35,3%	19,5%	15,7%	21,5%
10	22,6%	24,2%	21,1%	24,0%	33,2%	27,6%	31,5%	34,1%	39,2%	21,0%	16,8%	22,3%
11	24,1%	25,4%	20,6%	25,6%	31,5%	26,7%	32,0%	33,0%	37,2%	22,5%	17,3%	23,4%
12	25,1%	25,2%	20,1%	25,5%	29,4%	25,5%	31,1%	31,6%	35,4%	22,5%	17,3%	24,1%
13	25,5%	24,8%	19,8%	25,4%	27,9%	24,9%	29,9%	29,9%	34,5%	22,3%	17,1%	24,1%
14	25,5%	24,9%	18,8%	25,7%	26,9%	24,4%	29,1%	28,3%	33,3%	22,4%	16,4%	23,9%
15	25,5%	25,1%	18,4%	25,2%	26,0%	23,7%	28,1%	27,4%	31,4%	22,5%	16,0%	23,6%
16	25,4%	25,5%	18,3%	24,7%	25,7%	23,0%	27,4%	26,2%	29,3%	22,4%	15,5%	23,2%
17	24,8%	26,2%	18,1%	25,2%	25,6%	23,0%	26,2%	25,1%	27,0%	22,1%	15,6%	22,0%
18	23,8%	26,7%	18,9%	24,5%	25,1%	22,6%	24,8%	24,6%	25,5%	22,4%	15,4%	20,2%
19	22,9%	25,0%	19,5%	24,4%	24,6%	21,5%	24,2%	23,2%	23,9%	21,8%	14,7%	18,9%
20	22,7%	22,9%	18,1%	24,3%	23,6%	20,5%	23,6%	22,5%	24,7%	19,9%	14,5%	18,9%
21	22,3%	21,4%	17,5%	22,8%	22,9%	19,8%	20,4%	21,8%	24,0%	17,6%	14,1%	19,2%
22	22,3%	20,6%	16,9%	21,6%	21,4%	18,4%	17,2%	19,8%	21,9%	16,5%	14,5%	20,0%
23	22,3%	20,3%	17,6%	21,2%	20,8%	17,8%	15,1%	18,7%	21,5%	16,5%	14,8%	20,6%

Tableau A-III-2 Coefficients de variation des facteurs de charge horaires du solaire

Tableau A-III-3 Coefficients de variation des facteurs de charge horaires de l'hydraulique

Heure /Mois	Coefficients de variation des facteurs de charge horaires de l'hydraulique (France)											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	6,5%	3,7%	4,2%	5,1%	3,6%	5,4%	9,9%	9,5%	4,4%	5,8%	8,8%	5,2%
1	7,0%	4,9%	5,1%	5,2%	3,3%	5,9%	10,8%	9,5%	4,1%	6,3%	9,4%	5,4%
2	7,7%	5,6%	6,1%	5,5%	3,5%	6,2%	11,2%	10,7%	4,6%	6,2%	9,4%	5,9%
3	6,7%	5,6%	5,8%	5,8%	3,8%	6,7%	11,6%	11,1%	4,7%	6,2%	8,7%	6,5%
4	6,0%	5,7%	5,8%	6,1%	4,1%	7,0%	11,3%	11,5%	4,9%	6,5%	8,8%	7,1%
5	6,5%	5,4%	5,7%	5,9%	4,1%	7,1%	11,5%	11,4%	5,1%	6,1%	9,4%	7,0%
6	8,4%	5,5%	5,8%	5,2%	4,3%	6,6%	11,7%	10,6%	5,4%	5,8%	10,2%	7,0%
7	12,8%	7,0%	7,8%	6,3%	6,5%	6,5%	11,8%	9,4%	5,6%	8,0%	14,1%	10,3%
8	15,0%	7,4%	6,5%	6,5%	8,8%	7,2%	12,2%	8,4%	6,5%	9,6%	16,4%	16,4%
9	14,1%	6,8%	6,9%	5,3%	7,6%	7,1%	10,7%	8,5%	6,3%	8,8%	16,0%	14,7%
10	13,2%	6,1%	7,5%	5,8%	6,5%	6,5%	10,0%	8,7%	5,9%	8,1%	15,4%	11,8%
11	12,2%	6,1%	7,4%	6,1%	5,9%	6,1%	9,2%	8,5%	5,3%	7,6%	14,5%	10,1%
12	11,1%	6,4%	7,5%	6,3%	5,7%	6,2%	9,2%	8,7%	5,6%	8,4%	13,2%	9,3%
13	8,3%	6,3%	7,5%	6,8%	5,5%	6,0%	9,1%	8,4%	4,9%	8,2%	11,7%	7,0%
14	9,1%	7,0%	8,0%	7,2%	6,4%	6,5%	10,3%	9,5%	6,2%	9,2%	12,5%	8,7%
15	9,6%	7,6%	7,6%	6,9%	6,0%	6,4%	10,0%	9,8%	6,8%	9,1%	12,7%	8,3%
16	9,9%	7,6%	7,7%	6,6%	6,2%	6,3%	9,7%	9,8%	7,1%	10,0%	13,3%	9,5%
17	9,9%	7,8%	7,6%	5,8%	5,8%	5,9%	9,1%	9,5%	7,0%	11,7%	13,9%	10,5%
18	8,6%	8,9%	8,6%	5,3%	6,3%	5,4%	8,8%	8,5%	5,8%	15,9%	10,8%	8,1%
19	6,8%	4,1%	11,3%	5,8%	6,9%	6,1%	8,5%	7,3%	4,8%	11,3%	8,0%	7,4%
20	5,9%	3,3%	7,5%	5,3%	5,8%	5,8%	8,2%	6,4%	7,3%	4,3%	7,5%	7,2%
21	5,7%	3,7%	2,8%	4,7%	4,5%	5,6%	7,8%	4,1%	3,9%	3,6%	8,2%	6,5%
22	5,3%	3,8%	3,0%	5,2%	3,8%	5,4%	6,7%	8,2%	5,2%	3,6%	9,0%	5,3%
23	5,3%	2,9%	3,5%	4,4%	3,7%	4,5%	7,1%	9,0%	4,9%	5,1%	8,2%	6,4%

Tableau A-III-4 Coefficients de variation des facteurs de charge horaires des bioénergies

Heure / Mois	Coefficients de variation des facteurs de charge horaires des bioénergies (France)											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	0,8%	1,3%	1,2%	2,8%	1,5%	1,6%	2,5%	1,3%	2,5%	3,6%	1,1%	1,0%
1	0,9%	1,3%	1,2%	2,4%	1,3%	1,8%	2,4%	1,4%	2,4%	3,7%	1,0%	1,0%
2	1,0%	1,4%	1,3%	2,3%	1,4%	1,9%	2,4%	1,4%	2,5%	3,8%	1,0%	1,0%
3	1,0%	1,4%	1,2%	2,3%	1,3%	1,9%	2,5%	1,4%	2,5%	3,8%	1,1%	1,0%
4	1,1%	1,4%	1,2%	2,3%	1,2%	2,0%	2,4%	1,4%	2,4%	3,8%	1,1%	1,0%
5	1,0%	1,3%	1,2%	2,5%	1,2%	1,9%	2,4%	1,3%	2,5%	3,9%	1,1%	1,0%
6	1,0%	1,4%	1,2%	2,4%	1,3%	2,0%	2,3%	1,4%	2,5%	3,8%	1,1%	0,9%
7	1,0%	1,4%	1,2%	2,3%	1,2%	2,0%	2,4%	1,4%	2,6%	3,7%	1,0%	1,0%
8	1,0%	1,4%	1,2%	2,3%	1,3%	2,0%	2,3%	1,4%	2,8%	3,7%	1,0%	1,1%
9	1,0%	1,5%	1,3%	2,4%	1,5%	1,9%	2,3%	1,4%	2,7%	3,8%	1,1%	1,1%
10	1,0%	1,6%	1,3%	2,5%	1,6%	1,9%	2,2%	1,3%	2,7%	3,8%	1,4%	1,2%
11	1,2%	1,6%	1,3%	2,4%	1,8%	1,8%	2,2%	1,4%	2,5%	3,8%	1,3%	1,3%
12	1,2%	1,4%	1,2%	2,5%	1,7%	1,8%	2,2%	1,4%	2,5%	3,7%	1,3%	1,3%
13	1,2%	1,4%	1,2%	2,5%	1,7%	1,8%	2,1%	1,3%	2,5%	3,9%	1,3%	1,3%
14	1,1%	1,4%	1,2%	2,7%	1,9%	1,8%	2,1%	1,4%	2,6%	3,9%	1,4%	1,2%
15	1,2%	1,4%	1,2%	2,5%	2,0%	1,9%	2,3%	1,6%	2,4%	4,0%	1,3%	1,4%
16	1,0%	1,3%	1,3%	2,5%	2,0%	1,8%	2,4%	1,6%	2,3%	4,0%	1,3%	1,3%
17	1,0%	1,3%	1,2%	2,5%	1,9%	1,9%	2,5%	1,5%	2,3%	4,0%	1,3%	1,1%
18	1,0%	1,2%	1,2%	2,6%	1,8%	1,7%	2,6%	1,4%	2,2%	4,0%	1,1%	1,1%
19	0,9%	1,2%	1,2%	2,5%	1,7%	1,5%	2,5%	1,4%	2,1%	4,0%	1,1%	1,1%
20	0,9%	1,2%	1,2%	2,3%	1,7%	1,5%	2,5%	1,5%	2,2%	4,2%	1,0%	1,1%
21	0,9%	1,2%	1,2%	2,3%	1,5%	1,5%	2,5%	1,4%	2,3%	4,0%	1,0%	1,1%
22	0,8%	1,1%	1,3%	2,3%	1,5%	1,6%	2,3%	1,4%	2,4%	4,0%	1,0%	1,1%
23	0,8%	1,3%	1,3%	2,4%	1,4%	1,6%	2,3%	1,4%	2,4%	4,2%	1,0%	1,0%

Tableau A-III -5 Coefficients de variation des facteurs de charge horaires des centrales à gaz à cogénération

Coefficients de variation des facteurs de charge horaires des centrales à gaz à cogénération (France)												
Heure / Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	4,6%	1,5%	3,3%	50,8%	3,6%	4,0%	3,1%	4,1%	4,0%	11,9%	8,5%	7,6%
1	4,2%	1,4%	3,2%	45,5%	2,9%	4,2%	3,4%	4,0%	4,2%	11,8%	7,4%	7,4%
2	4,2%	1,4%	3,1%	40,3%	2,9%	4,1%	3,7%	4,0%	4,2%	11,7%	6,6%	7,4%
3	4,1%	1,4%	3,0%	21,7%	3,4%	4,0%	3,3%	3,9%	4,4%	11,6%	6,0%	7,3%
4	4,0%	1,3%	2,9%	20,4%	3,4%	4,1%	3,4%	3,7%	4,5%	11,5%	6,0%	7,2%
5	4,0%	1,2%	2,9%	20,1%	3,4%	4,2%	3,3%	3,7%	4,5%	12,2%	5,9%	7,2%
6	4,1%	1,4%	3,0%	19,5%	4,3%	4,5%	3,3%	4,0%	4,1%	12,1%	6,0%	7,5%
7	4,3%	1,6%	3,0%	18,2%	5,1%	4,9%	3,2%	4,1%	3,9%	11,5%	6,5%	8,1%
8	4,6%	1,7%	3,0%	16,0%	5,0%	5,3%	3,3%	4,5%	4,7%	12,0%	6,6%	8,5%
9	4,5%	1,8%	3,0%	10,6%	4,9%	5,8%	4,8%	4,8%	4,8%	12,6%	6,6%	8,6%
10	4,6%	1,8%	3,0%	8,3%	4,6%	6,1%	5,3%	4,9%	4,7%	13,9%	6,6%	8,5%
11	4,4%	1,8%	3,2%	7,8%	4,8%	7,5%	5,2%	5,2%	4,9%	16,0%	6,6%	8,4%
12	4,3%	1,8%	3,4%	7,4%	4,8%	7,4%	5,1%	4,8%	4,1%	17,4%	6,6%	8,4%
13	4,3%	1,9%	3,4%	7,8%	4,5%	7,3%	5,5%	5,3%	4,4%	17,3%	6,6%	8,5%
14	4,3%	1,7%	3,5%	7,3%	4,3%	6,9%	5,3%	4,6%	4,5%	17,8%	6,6%	8,4%
15	4,3%	1,7%	3,7%	6,4%	4,1%	5,1%	3,8%	4,6%	4,1%	20,8%	6,6%	8,4%
16	4,3%	1,7%	3,7%	6,5%	4,1%	4,8%	3,3%	4,8%	3,9%	24,0%	6,6%	8,3%
17	4,4%	1,6%	4,0%	6,4%	4,2%	5,2%	3,3%	4,6%	4,0%	27,4%	6,7%	8,4%
18	4,4%	1,6%	4,2%	6,6%	4,0%	5,5%	3,4%	4,6%	4,4%	30,3%	6,6%	8,7%
19	4,5%	1,9%	4,3%	6,4%	3,9%	5,3%	3,1%	4,2%	4,4%	31,2%	6,5%	8,7%
20	4,4%	1,8%	4,3%	6,5%	3,9%	5,0%	2,9%	4,6%	4,4%	31,5%	6,5%	8,5%
21	4,2%	1,5%	4,1%	6,9%	3,5%	4,8%	2,8%	4,4%	4,0%	32,6%	6,2%	8,0%
22	4,0%	1,5%	4,0%	6,3%	3,6%	4,5%	3,1%	4,3%	3,8%	33,9%	6,0%	7,9%
23	4,1%	1,5%	4,2%	6,2%	3,8%	4,7%	3,4%	4,0%	3,6%	35,1%	5,9%	7,8%

ANNEXE IV

MOYENNE DES FACTEURS DE CHARGE HORAIRES POUR LES DIFFÉRENTS SITES ÉOLIENS MARITIMES FRANÇAIS

Tableau A-IV-1 Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Fécamp

	Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Fécamp											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	61,7%	63,5%	54,0%	49,2%	46,4%	45,7%	42,8%	40,9%	44,8%	54,5%	58,7%	64,9%
1	61,1%	63,1%	53,8%	48,5%	45,8%	45,5%	42,4%	40,5%	44,6%	54,7%	58,2%	64,3%
2	60,4%	62,7%	53,4%	47,9%	45,1%	45,5%	41,8%	39,9%	44,6%	54,8%	58,5%	64,1%
3	59,6%	62,2%	52,9%	47,2%	44,2%	44,9%	40,5%	39,1%	44,1%	54,7%	58,9%	64,1%
4	59,1%	61,7%	52,4%	46,6%	43,5%	43,7%	39,1%	38,3%	43,4%	54,9%	59,1%	64,3%
5	59,1%	61,4%	52,4%	46,1%	41,8%	40,8%	36,5%	37,2%	42,8%	55,3%	59,2%	64,5%
6	59,2%	61,1%	52,2%	44,5%	39,6%	39,4%	35,1%	35,3%	41,6%	55,7%	59,2%	64,5%
7	60,0%	60,7%	50,7%	43,4%	39,5%	39,5%	35,5%	35,1%	39,4%	55,2%	59,2%	64,4%
8	60,3%	59,5%	49,9%	43,8%	40,5%	40,4%	36,4%	36,2%	39,5%	53,8%	58,8%	64,3%
9	59,8%	58,8%	50,2%	44,2%	41,2%	40,8%	37,4%	37,3%	40,4%	53,4%	58,1%	63,6%
10	59,8%	58,7%	50,5%	44,3%	41,7%	41,2%	38,2%	38,0%	40,8%	53,8%	58,1%	62,8%
11	60,0%	58,8%	50,7%	44,2%	42,1%	41,7%	38,9%	38,8%	41,3%	53,8%	58,5%	63,0%
12	60,1%	58,8%	50,8%	44,4%	42,8%	42,2%	39,3%	39,3%	41,9%	53,4%	58,8%	63,4%
13	60,2%	59,0%	51,0%	44,5%	43,6%	42,6%	39,4%	39,5%	42,4%	52,7%	59,0%	63,4%
14	60,3%	59,0%	51,2%	44,7%	44,1%	43,0%	39,3%	39,4%	42,4%	51,6%	59,0%	63,7%
15	61,7%	58,8%	51,4%	44,9%	44,2%	43,0%	39,2%	39,2%	42,3%	50,8%	59,6%	65,1%
16	63,9%	59,8%	51,5%	44,9%	43,9%	42,9%	39,0%	38,8%	41,9%	51,5%	61,4%	66,7%
17	65,3%	62,1%	53,1%	45,0%	43,3%	42,5%	38,5%	38,2%	42,3%	53,5%	62,7%	67,4%
18	65,9%	63,7%	55,5%	46,3%	42,9%	42,1%	37,9%	38,4%	43,8%	54,8%	63,1%	67,5%
19	65,8%	64,4%	56,5%	47,8%	44,2%	43,1%	38,8%	39,4%	44,7%	55,3%	62,6%	67,5%
20	65,2%	64,4%	56,4%	48,5%	45,5%	44,9%	40,1%	39,8%	45,2%	55,1%	61,9%	67,3%
21	64,4%	64,2%	56,0%	49,1%	46,2%	46,1%	41,1%	40,3%	45,8%	54,8%	61,2%	66,9%
22	63,6%	64,0%	55,4%	49,4%	46,6%	46,6%	41,8%	40,7%	46,1%	54,5%	60,4%	66,1%
23	62,9%	63,8%	54,5%	49,1%	46,6%	46,7%	42,1%	40,9%	46,1%	54,3%	59,7%	65,4%

Tableau A-IV-2 Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Courseulles-sur-Mer

	Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Courseulles-sur-mer											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	59,4%	61,6%	52,7%	48,0%	44,5%	43,6%	40,2%	38,6%	43,3%	52,6%	58,5%	63,5%
1	58,7%	61,2%	52,1%	47,5%	43,9%	43,6%	40,0%	38,1%	43,4%	53,0%	58,3%	63,1%
2	58,3%	61,0%	51,8%	46,7%	43,5%	43,3%	39,5%	37,8%	43,4%	53,1%	58,3%	63,0%
3	57,8%	60,7%	51,2%	45,9%	42,8%	42,8%	38,4%	37,3%	43,0%	53,2%	58,2%	62,9%
4	57,6%	60,4%	50,8%	45,2%	42,2%	41,8%	37,5%	36,9%	42,2%	53,5%	58,1%	62,8%
5	57,5%	60,3%	50,7%	44,9%	40,1%	38,6%	35,0%	36,1%	41,7%	53,7%	58,2%	62,9%
6	58,1%	59,9%	50,4%	43,2%	37,5%	37,5%	33,9%	33,4%	40,5%	53,9%	58,1%	62,8%
7	58,8%	59,5%	48,7%	42,2%	38,2%	38,4%	34,7%	33,6%	37,8%	52,8%	58,0%	62,8%
8	58,7%	57,9%	48,0%	43,1%	39,9%	39,1%	35,9%	35,1%	38,4%	50,7%	57,3%	62,7%
9	57,5%	57,4%	48,9%	43,7%	40,8%	39,5%	36,9%	36,3%	39,6%	51,0%	55,9%	61,4%
10	57,3%	58,0%	49,7%	43,6%	41,2%	40,3%	37,8%	37,1%	40,3%	52,1%	56,4%	60,2%
11	58,1%	58,3%	50,1%	43,7%	42,0%	41,3%	38,8%	38,0%	41,0%	52,5%	57,5%	60,7%
12	58,8%	58,5%	50,5%	44,1%	43,2%	42,1%	39,7%	38,9%	41,7%	52,3%	58,0%	61,1%
13	58,9%	58,7%	51,2%	44,7%	43,9%	42,8%	40,3%	39,4%	42,1%	51,8%	57,8%	61,1%
14	58,9%	58,7%	51,8%	45,3%	44,3%	43,1%	40,5%	39,6%	42,2%	50,8%	57,3%	61,1%
15	60,0%	58,0%	51,7%	45,6%	44,4%	43,3%	40,6%	39,6%	42,2%	49,6%	57,2%	62,2%
16	62,3%	58,4%	50,9%	45,2%	44,0%	43,1%	40,4%	39,3%	41,4%	49,4%	59,0%	64,0%
17	63,6%	60,5%	51,7%	44,4%	43,0%	42,8%	39,7%	38,6%	41,1%	51,2%	60,7%	64,9%
18	63,9%	61,7%	53,8%	44,8%	42,0%	42,2%	38,6%	38,3%	42,3%	52,5%	61,1%	65,3%
19	63,7%	62,3%	54,6%	46,1%	42,8%	42,5%	38,9%	39,0%	43,2%	52,9%	60,8%	65,6%
20	63,2%	62,4%	54,5%	46,7%	43,7%	43,5%	39,6%	39,3%	43,6%	52,5%	60,4%	65,6%
21	62,5%	62,4%	54,2%	47,3%	44,2%	43,9%	39,7%	39,3%	44,1%	52,3%	60,2%	65,1%
22	61,5%	62,4%	53,8%	47,7%	44,6%	44,1%	39,7%	39,3%	44,6%	52,1%	59,7%	64,5%
23	60,6%	62,0%	53,2%	47,7%	44,6%	44,2%	39,5%	39,1%	44,6%	52,0%	59,0%	63,9%

Tableau A-IV-3 Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Saint-Nazaire

	Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Saint-Nazaire											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	JUILLET	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	55,5%	59,5%	56,1%	51,3%	47,0%	43,7%	43,2%	39,4%	43,4%	49,7%	59,5%	60,5%
1	55,3%	59,4%	55,8%	50,8%	46,0%	42,6%	41,2%	37,9%	42,8%	49,2%	59,7%	60,3%
2	55,4%	59,6%	55,6%	50,2%	45,0%	41,6%	39,6%	36,6%	42,2%	48,9%	59,9%	60,1%
3	55,7%	59,9%	55,2%	49,4%	44,1%	40,8%	38,5%	35,4%	41,5%	48,5%	60,0%	60,0%
4	56,0%	60,6%	54,7%	48,3%	43,4%	40,1%	37,7%	34,5%	40,8%	48,0%	60,0%	59,9%
5	56,5%	61,0%	54,4%	47,6%	41,8%	37,6%	35,2%	33,6%	40,1%	47,8%	59,6%	59,5%
6	56,8%	61,2%	54,0%	45,7%	38,8%	35,5%	33,0%	31,0%	38,8%	47,8%	59,5%	58,9%
7	57,1%	60,9%	52,2%	44,0%	38,5%	35,5%	32,5%	30,3%	35,9%	47,3%	59,7%	58,5%
8	56,8%	59,2%	50,9%	44,7%	39,2%	35,8%	32,8%	30,6%	35,5%	45,6%	58,7%	58,2%
9	55,3%	58,0%	51,0%	45,2%	39,5%	35,8%	33,3%	31,0%	35,8%	45,6%	56,9%	56,7%
10	54,3%	58,1%	51,3%	45,4%	39,8%	35,9%	33,9%	31,6%	36,0%	45,9%	57,2%	55,5%
11	55,0%	58,4%	51,6%	45,6%	40,5%	36,5%	35,0%	33,1%	36,4%	46,1%	58,2%	55,8%
12	55,5%	58,5%	51,7%	45,9%	41,5%	37,5%	36,5%	35,0%	37,1%	46,1%	58,9%	56,3%
13	55,6%	58,4%	51,6%	46,4%	42,4%	38,6%	38,2%	37,1%	38,2%	45,9%	58,9%	56,7%
14	55,3%	58,1%	51,2%	46,8%	43,2%	39,4%	39,7%	38,7%	39,1%	45,8%	58,3%	56,8%
15	55,8%	57,7%	51,1%	47,3%	44,2%	40,4%	40,7%	39,6%	40,2%	45,5%	57,8%	57,5%
16	57,6%	58,0%	50,9%	47,3%	45,0%	41,5%	41,3%	40,0%	41,1%	45,2%	58,6%	59,3%
17	58,9%	59,7%	52,2%	46,8%	45,2%	41,9%	41,5%	40,1%	41,7%	46,8%	60,0%	60,6%
18	59,2%	61,0%	55,2%	48,0%	45,6%	42,0%	42,0%	40,4%	43,7%	48,9%	60,3%	61,0%
19	58,9%	61,3%	57,1%	50,1%	47,5%	43,2%	43,7%	41,4%	45,6%	50,0%	60,2%	61,1%
20	58,5%	61,0%	57,6%	50,8%	49,1%	45,4%	45,8%	42,1%	46,2%	50,5%	59,6%	61,1%
21	57,9%	60,4%	57,5%	51,0%	48,9%	46,7%	46,5%	42,0%	45,9%	50,6%	59,2%	60,6%
22	57,1%	59,9%	57,1%	51,1%	48,1%	46,6%	45,9%	41,4%	45,2%	50,3%	59,0%	60,4%
23	56,6%	59,7%	56,6%	51,1%	47,3%	45,4%	44,4%	40,6%	44,5%	50,1%	59,0%	60,5%

Tableau A-IV-4 Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Saint-Brieuc

	Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Saint-Brieuc											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	JUILLET	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	47,6%	49,1%	42,7%	39,7%	34,4%	32,3%	29,7%	29,0%	34,0%	41,6%	49,1%	51,8%
1	47,0%	48,8%	42,2%	39,2%	34,1%	32,3%	29,5%	28,9%	33,5%	41,3%	48,8%	51,7%
2	46,9%	49,0%	42,2%	38,6%	33,7%	32,2%	29,5%	28,7%	33,1%	41,3%	48,6%	51,8%
3	47,3%	49,2%	42,4%	38,0%	33,3%	31,7%	29,2%	28,6%	32,9%	41,2%	49,0%	52,2%
4	47,9%	49,3%	42,4%	37,4%	33,0%	31,0%	28,8%	28,6%	32,9%	41,0%	49,2%	52,3%
5	48,5%	49,4%	42,0%	36,8%	31,3%	28,0%	26,0%	28,1%	33,0%	40,8%	49,4%	52,4%
6	48,8%	49,9%	41,3%	34,7%	28,4%	26,4%	23,9%	25,0%	32,1%	40,8%	49,4%	52,4%
7	49,0%	49,9%	39,2%	33,5%	29,3%	28,0%	25,6%	25,6%	29,1%	39,8%	49,2%	52,3%
8	48,9%	48,4%	38,8%	35,5%	31,1%	29,3%	26,9%	27,8%	29,9%	37,5%	47,9%	51,8%
9	47,7%	48,4%	40,7%	36,6%	31,9%	29,9%	27,4%	28,9%	31,5%	38,6%	45,6%	50,0%
10	47,6%	50,3%	42,7%	37,3%	32,4%	30,3%	27,8%	29,5%	32,2%	40,6%	46,4%	48,6%
11	49,4%	51,5%	44,2%	38,0%	33,1%	30,9%	28,5%	30,0%	32,7%	41,8%	48,7%	49,2%
12	51,0%	51,8%	45,3%	38,8%	33,7%	31,6%	29,2%	30,4%	33,1%	42,2%	49,9%	50,8%
13	51,1%	51,9%	46,0%	39,5%	34,2%	32,3%	30,0%	30,9%	33,8%	42,1%	49,8%	51,1%
14	50,3%	51,7%	46,4%	40,0%	34,7%	33,0%	30,6%	31,4%	34,3%	41,6%	48,9%	50,7%
15	50,2%	50,8%	46,2%	40,3%	35,5%	33,6%	31,1%	31,9%	34,6%	40,7%	48,2%	51,2%
16	51,5%	50,5%	45,1%	40,0%	35,8%	34,1%	31,1%	32,1%	34,5%	39,7%	49,2%	53,0%
17	52,3%	52,0%	45,0%	38,9%	35,1%	34,0%	30,7%	31,9%	34,5%	40,6%	50,4%	53,6%
18	52,1%	52,7%	46,5%	39,0%	33,6%	32,8%	29,7%	31,3%	35,9%	41,8%	50,6%	53,6%
19	51,6%	52,6%	46,8%	40,2%	33,8%	32,1%	29,5%	31,1%	36,9%	41,9%	50,5%	53,6%
20	51,0%	52,2%	46,3%	40,4%	34,3%	32,9%	30,3%	30,6%	36,7%	41,8%	50,3%	53,2%
21	50,1%	51,5%	45,4%	40,4%	34,1%	33,0%	30,2%	30,1%	36,2%	41,7%	49,7%	52,7%
22	49,1%	50,6%	44,4%	40,1%	33,9%	32,9%	29,7%	29,9%	35,7%	41,5%	49,4%	52,4%
23	48,4%	49,9%	43,4%	39,8%	33,9%	32,8%	29,4%	29,6%	35,2%	41,5%	49,2%	52,1%

Tableau A-IV-5 Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Dieppe

	Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site de Dieppe											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	49,1%	49,2%	41,7%	35,8%	33,5%	33,5%	31,7%	30,4%	32,8%	41,3%	45,0%	51,6%
1	48,9%	48,7%	41,3%	35,3%	33,2%	33,0%	31,5%	30,5%	32,8%	41,4%	44,4%	51,3%
2	48,7%	48,2%	41,0%	34,8%	32,6%	32,8%	31,2%	30,2%	32,8%	41,4%	44,3%	51,0%
3	48,1%	47,6%	40,6%	34,1%	31,6%	32,4%	30,2%	29,6%	32,5%	41,1%	44,1%	50,8%
4	47,6%	46,9%	39,9%	33,6%	30,7%	31,2%	28,7%	28,8%	32,1%	41,1%	44,1%	50,7%
5	47,3%	46,4%	39,5%	32,9%	28,4%	28,2%	25,1%	27,0%	31,6%	41,3%	44,4%	50,9%
6	47,2%	46,4%	39,1%	30,8%	26,6%	27,6%	23,8%	24,2%	29,8%	41,8%	44,8%	51,1%
7	47,5%	46,1%	37,8%	30,6%	27,5%	28,4%	25,0%	24,4%	27,2%	40,8%	44,8%	51,2%
8	47,4%	45,0%	38,0%	32,2%	29,3%	29,4%	26,5%	26,0%	28,0%	39,2%	43,8%	51,0%
9	46,5%	45,2%	39,2%	33,3%	30,5%	30,3%	27,7%	27,3%	29,8%	40,0%	42,7%	50,2%
10	47,0%	46,0%	40,1%	33,8%	31,3%	30,9%	28,7%	28,3%	30,9%	41,5%	43,6%	49,7%
11	48,1%	46,5%	40,7%	34,1%	31,8%	31,6%	29,4%	29,1%	31,4%	42,1%	44,9%	50,7%
12	48,6%	46,9%	41,0%	34,3%	32,2%	32,0%	30,0%	29,9%	31,9%	41,9%	45,7%	51,5%
13	48,5%	47,4%	41,1%	34,4%	32,5%	32,2%	30,1%	30,5%	32,3%	41,2%	46,0%	51,7%
14	48,2%	47,3%	41,0%	34,3%	32,9%	32,3%	29,8%	30,4%	32,1%	39,7%	45,6%	51,9%
15	49,5%	46,7%	40,3%	34,0%	32,8%	32,2%	29,3%	29,7%	31,5%	38,3%	46,0%	53,6%
16	51,8%	47,7%	39,7%	33,1%	32,1%	31,8%	28,7%	28,7%	30,5%	38,6%	48,0%	55,3%
17	52,9%	49,7%	41,5%	32,4%	30,7%	30,8%	27,5%	27,3%	30,7%	40,8%	49,4%	55,8%
18	53,2%	50,8%	44,0%	33,8%	30,6%	29,6%	26,3%	27,3%	32,5%	42,1%	49,6%	55,6%
19	52,9%	51,2%	44,9%	35,5%	32,5%	30,5%	27,6%	28,5%	33,5%	42,4%	49,1%	55,0%
20	52,2%	50,9%	44,6%	35,7%	33,6%	32,3%	29,5%	29,2%	33,8%	42,0%	48,4%	54,2%
21	51,4%	50,5%	44,1%	35,7%	34,0%	33,6%	30,4%	29,7%	33,9%	41,7%	47,5%	53,5%
22	50,7%	50,1%	43,5%	35,7%	34,1%	34,3%	30,9%	30,2%	34,0%	41,3%	46,7%	52,7%
23	50,1%	49,6%	42,4%	35,5%	33,9%	34,6%	31,1%	30,3%	33,8%	41,1%	45,9%	52,1%

Tableau A-IV-6 Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site d'Yeu-Noirmoutier

	Moyenne des facteurs de charge horaires pour le site d'Yeu-Noirmoutier											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	55,5%	60,2%	56,4%	51,1%	47,5%	43,9%	43,4%	39,2%	43,8%	49,6%	59,7%	60,5%
1	55,5%	60,2%	56,1%	50,7%	46,5%	42,9%	41,3%	37,7%	43,1%	49,0%	60,1%	60,1%
2	55,7%	60,3%	55,8%	50,4%	45,3%	42,1%	39,5%	36,1%	42,5%	48,6%	60,5%	59,8%
3	56,1%	60,7%	55,5%	49,7%	44,2%	41,1%	38,0%	34,7%	41,7%	48,0%	60,8%	59,6%
4	56,4%	61,3%	55,1%	48,7%	43,4%	40,2%	36,8%	33,7%	40,8%	47,6%	60,7%	59,3%
5	56,9%	61,8%	54,9%	48,0%	42,0%	38,0%	34,7%	32,8%	40,0%	47,5%	60,4%	58,8%
6	57,3%	62,2%	54,6%	46,4%	39,4%	35,8%	32,5%	30,5%	38,9%	47,4%	60,4%	58,2%
7	57,4%	62,0%	53,5%	44,8%	38,9%	35,3%	31,5%	29,3%	36,3%	46,9%	60,5%	57,9%
8	57,2%	60,7%	52,2%	45,2%	39,6%	35,5%	31,5%	29,2%	35,6%	45,7%	59,7%	57,8%
9	56,1%	59,4%	51,9%	45,7%	40,0%	35,3%	32,1%	29,4%	35,4%	45,2%	58,3%	56,7%
10	55,1%	59,0%	51,8%	45,6%	40,3%	35,3%	32,6%	29,8%	35,3%	45,0%	58,4%	55,8%
11	55,3%	58,8%	51,8%	45,5%	40,7%	35,7%	33,6%	30,9%	35,5%	44,9%	58,9%	55,8%
12	55,4%	58,8%	51,7%	45,5%	41,5%	36,5%	34,9%	32,6%	35,9%	44,7%	59,2%	56,0%
13	55,6%	58,7%	51,5%	45,7%	42,4%	37,4%	36,5%	34,5%	36,6%	44,5%	59,0%	56,4%
14	55,4%	58,6%	51,0%	46,0%	43,3%	38,3%	37,9%	36,1%	37,4%	44,4%	58,4%	56,6%
15	55,8%	58,4%	50,9%	46,4%	44,3%	39,3%	39,0%	37,0%	38,5%	44,3%	58,1%	57,3%
16	57,5%	58,6%	50,8%	46,5%	44,9%	40,4%	39,8%	37,5%	39,5%	44,4%	59,0%	58,9%
17	58,9%	60,2%	52,2%	46,3%	45,1%	40,9%	40,1%	38,0%	40,5%	45,9%	60,3%	60,2%
18	59,4%	61,4%	54,9%	47,3%	45,8%	41,3%	40,7%	38,9%	42,8%	48,0%	60,6%	60,8%
19	59,2%	61,7%	56,8%	49,0%	47,6%	42,8%	42,3%	40,3%	45,0%	49,3%	60,5%	61,0%
20	58,9%	61,4%	57,3%	49,7%	48,9%	44,7%	44,2%	41,0%	46,0%	50,0%	59,9%	60,9%
21	58,4%	60,9%	57,5%	50,2%	48,9%	46,1%	45,3%	41,3%	46,0%	50,3%	59,4%	60,4%
22	57,4%	60,5%	57,3%	50,8%	48,3%	46,4%	45,4%	41,0%	45,5%	50,2%	59,3%	60,3%
23	56,7%	60,3%	56,9%	51,0%	47,7%	45,5%	44,4%	40,5%	44,8%	50,1%	59,4%	60,4%

ANNEXE V

COEFFICIENTS DE VARIATION DES FACTEURS DE CHARGE MOYENS HORAIRES DES DIFFÉRENTS SITES ÉOLIENS MARITIMES FRANÇAIS

Tableau A-V-1 Coefficients de variation des facteurs de charges moyens horaires du site de Fécamp

Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Fécamp												
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
0	15,9%	17,0%	17,2%	21,3%	17,8%	19,1%	24,0%	24,6%	23,2%	16,2%	16,7%	16,2%
1	16,2%	17,1%	18,2%	20,5%	18,9%	18,7%	24,2%	23,5%	23,4%	16,8%	16,7%	16,5%
2	16,7%	17,6%	19,0%	19,7%	19,9%	17,6%	24,6%	22,5%	23,6%	16,8%	16,7%	16,5%
3	17,1%	18,4%	19,4%	19,5%	20,3%	16,2%	25,5%	21,7%	24,0%	17,0%	16,9%	16,3%
4	17,8%	19,7%	19,9%	19,8%	20,7%	16,3%	26,5%	21,5%	24,9%	17,3%	17,1%	16,2%
5	18,1%	20,4%	20,1%	20,4%	21,4%	18,1%	29,3%	21,5%	25,4%	17,9%	17,4%	16,1%
6	18,6%	20,9%	20,2%	21,8%	22,6%	20,0%	32,3%	22,3%	26,4%	18,3%	17,4%	15,9%
7	19,2%	21,0%	20,7%	23,3%	23,1%	20,9%	33,4%	23,5%	27,4%	18,7%	17,0%	15,7%
8	19,5%	21,8%	20,5%	23,6%	23,1%	21,4%	33,1%	23,3%	28,2%	19,6%	17,1%	15,6%
9	19,8%	22,4%	19,9%	23,4%	23,1%	21,4%	32,4%	22,5%	27,4%	20,1%	17,5%	15,7%
10	19,7%	21,8%	18,9%	23,6%	23,0%	20,8%	31,8%	22,5%	26,7%	20,2%	17,8%	15,9%
11	19,5%	21,3%	18,0%	23,8%	22,8%	20,1%	31,3%	22,8%	25,6%	19,7%	17,8%	15,8%
12	19,3%	21,0%	16,9%	23,9%	21,7%	19,4%	31,2%	22,6%	24,0%	19,1%	17,8%	15,9%
13	19,8%	21,1%	15,5%	24,2%	20,1%	19,2%	31,3%	22,8%	22,6%	18,6%	17,5%	16,0%
14	20,4%	21,2%	14,8%	24,4%	18,6%	19,7%	31,2%	23,2%	21,8%	18,2%	17,1%	16,1%
15	20,1%	21,7%	15,0%	23,7%	17,2%	20,0%	30,9%	23,5%	21,3%	17,6%	16,4%	15,8%
16	19,0%	21,1%	15,2%	22,7%	16,4%	20,0%	31,0%	23,7%	21,2%	16,6%	15,4%	15,5%
17	18,3%	19,3%	14,9%	22,0%	16,5%	20,1%	30,6%	23,7%	21,4%	15,5%	14,8%	15,0%
18	18,2%	17,8%	14,2%	21,1%	18,0%	20,5%	29,8%	24,1%	21,6%	14,5%	14,7%	14,6%
19	18,0%	17,1%	13,8%	21,0%	18,9%	19,8%	28,7%	24,6%	21,7%	13,7%	15,0%	14,5%
20	17,5%	16,8%	14,1%	20,7%	18,7%	19,2%	27,8%	25,2%	21,7%	13,4%	15,3%	14,6%
21	17,3%	16,8%	14,8%	20,7%	18,1%	18,8%	26,8%	25,2%	21,8%	13,4%	15,5%	14,9%
22	17,1%	16,8%	15,5%	21,1%	17,8%	18,5%	25,7%	25,1%	22,0%	14,0%	15,5%	15,3%
23	16,6%	16,7%	15,8%	21,3%	18,1%	18,8%	24,9%	24,8%	22,3%	15,0%	16,0%	15,7%

Tableau A-V-2 Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Courseulles-sur-Mer

Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Courseulles-sur-mer												
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	16,3%	16,6%	18,4%	21,5%	19,0%	17,9%	26,9%	24,9%	22,6%	16,9%	18,2%	14,9%
1	16,3%	16,8%	19,3%	21,0%	20,3%	17,3%	27,6%	23,4%	22,5%	17,4%	18,5%	15,4%
2	16,2%	17,4%	19,9%	20,3%	21,0%	16,3%	28,1%	22,2%	22,2%	17,7%	18,6%	15,8%
3	16,1%	18,5%	20,0%	20,0%	21,5%	15,0%	28,6%	21,6%	22,2%	18,0%	18,6%	16,0%
4	16,7%	19,7%	19,8%	20,4%	21,4%	14,7%	29,0%	21,6%	22,9%	18,7%	18,4%	16,1%
5	17,2%	20,2%	19,7%	21,1%	21,9%	16,5%	31,1%	22,2%	23,8%	19,3%	18,2%	16,3%
6	17,9%	20,2%	19,9%	22,7%	22,9%	19,9%	33,9%	24,4%	25,9%	19,5%	17,9%	16,1%
7	18,8%	20,1%	20,8%	24,6%	23,3%	21,2%	35,5%	26,9%	28,1%	19,8%	17,5%	15,8%
8	19,5%	20,8%	20,7%	24,8%	23,0%	21,8%	34,7%	26,9%	28,2%	20,8%	17,6%	15,6%
9	20,2%	21,4%	20,4%	25,0%	22,8%	21,4%	33,0%	26,3%	27,4%	21,5%	18,3%	16,2%
10	20,3%	20,9%	19,4%	25,4%	22,9%	21,0%	32,1%	25,8%	27,0%	21,2%	18,7%	16,7%
11	19,9%	20,4%	18,4%	25,7%	22,1%	20,2%	32,1%	24,9%	26,2%	20,3%	18,6%	16,7%
12	19,9%	20,4%	17,4%	25,7%	20,4%	19,4%	32,2%	24,2%	24,6%	19,6%	18,0%	16,8%
13	19,9%	20,7%	16,5%	25,6%	19,4%	19,3%	31,9%	24,1%	23,5%	19,2%	17,1%	16,9%
14	20,0%	21,1%	16,2%	25,2%	18,8%	19,4%	31,7%	24,1%	22,6%	18,7%	16,8%	16,9%
15	19,5%	21,9%	16,3%	24,3%	18,3%	19,4%	31,8%	23,7%	22,0%	18,1%	16,5%	16,1%
16	18,5%	21,3%	16,2%	23,3%	17,7%	19,0%	31,2%	22,8%	21,3%	16,5%	15,6%	15,1%
17	17,9%	19,5%	15,6%	22,4%	17,6%	19,0%	29,8%	22,4%	20,5%	14,9%	14,8%	14,4%
18	17,6%	18,5%	15,1%	21,8%	18,2%	19,3%	27,8%	21,8%	19,6%	14,1%	14,8%	13,8%
19	17,4%	17,6%	15,2%	21,6%	17,8%	19,0%	25,6%	22,3%	19,4%	13,9%	15,3%	13,5%
20	17,0%	17,1%	15,2%	21,6%	17,0%	18,7%	24,7%	24,0%	20,3%	14,1%	15,9%	13,5%
21	17,2%	16,6%	15,7%	21,6%	17,1%	18,4%	25,0%	25,4%	21,2%	14,2%	16,4%	13,4%
22	17,2%	16,5%	16,2%	21,7%	17,8%	18,1%	25,6%	25,7%	21,9%	14,7%	16,7%	13,9%
23	17,1%	16,4%	16,7%	21,6%	18,3%	18,1%	26,5%	25,3%	22,3%	15,7%	17,5%	14,6%

Tableau A-V-3 Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Saint-Nazaire

	Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Saint-Nazaire											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	JUILLET	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	16,9%	21,0%	13,1%	17,6%	17,5%	16,5%	21,4%	20,2%	16,2%	17,1%	15,5%	14,3%
1	16,8%	21,4%	13,4%	17,9%	19,1%	16,5%	22,7%	21,6%	18,0%	17,5%	14,9%	14,2%
2	17,3%	21,6%	14,2%	18,5%	21,0%	17,4%	24,5%	22,8%	19,7%	18,2%	14,4%	14,4%
3	17,0%	21,7%	14,9%	19,2%	22,0%	19,3%	25,9%	23,7%	21,6%	19,1%	13,8%	14,4%
4	16,7%	21,7%	15,2%	19,2%	22,5%	19,9%	26,3%	23,9%	22,9%	20,4%	13,3%	14,5%
5	16,4%	21,6%	15,9%	19,3%	24,6%	20,5%	27,9%	24,8%	23,6%	21,0%	13,0%	14,3%
6	16,8%	21,8%	16,3%	20,7%	27,3%	21,6%	32,0%	28,1%	25,4%	21,2%	13,2%	14,6%
7	17,8%	22,1%	17,1%	23,6%	28,4%	22,7%	35,3%	31,2%	27,3%	20,6%	13,7%	15,3%
8	18,2%	23,8%	17,2%	24,4%	28,2%	23,8%	36,1%	32,5%	27,5%	21,4%	14,2%	15,7%
9	19,7%	24,1%	17,5%	24,6%	27,5%	24,7%	35,5%	33,0%	27,7%	22,7%	15,4%	16,7%
10	20,7%	23,5%	18,1%	25,2%	27,4%	25,1%	34,8%	32,5%	28,7%	23,0%	15,6%	17,6%
11	19,8%	22,9%	18,7%	25,5%	28,0%	25,2%	33,9%	30,1%	29,1%	22,8%	15,6%	17,5%
12	19,2%	22,8%	18,9%	25,8%	28,4%	23,7%	32,6%	27,0%	28,2%	21,8%	15,7%	17,1%
13	19,3%	22,8%	19,3%	25,7%	27,8%	21,4%	30,4%	23,9%	26,6%	21,2%	15,7%	16,6%
14	20,0%	23,0%	19,4%	25,3%	26,8%	19,5%	28,3%	21,7%	25,1%	20,9%	16,0%	16,1%
15	19,7%	23,7%	18,6%	24,5%	25,0%	18,4%	27,3%	20,6%	23,5%	20,7%	16,1%	15,2%
16	18,1%	23,3%	17,4%	23,7%	23,0%	17,2%	26,7%	20,0%	21,8%	20,3%	15,6%	14,3%
17	17,3%	21,4%	16,8%	22,8%	21,5%	16,8%	25,5%	18,7%	19,9%	19,7%	15,0%	14,2%
18	17,6%	20,1%	15,7%	20,9%	21,1%	17,2%	24,2%	16,7%	17,5%	19,4%	14,7%	14,4%
19	18,3%	20,1%	14,7%	19,0%	20,5%	17,3%	22,3%	15,1%	15,4%	19,1%	14,7%	14,7%
20	18,4%	21,0%	13,8%	17,9%	19,2%	17,3%	20,7%	15,1%	14,0%	18,9%	15,0%	15,4%
21	18,5%	21,2%	13,6%	17,6%	18,0%	16,9%	19,8%	15,8%	13,0%	18,6%	15,6%	16,2%
22	18,5%	20,9%	13,8%	17,4%	17,4%	16,4%	19,8%	16,9%	13,3%	17,8%	16,1%	16,2%
23	18,3%	20,7%	13,8%	17,1%	17,5%	15,8%	21,0%	18,3%	14,8%	17,2%	16,3%	15,3%

Tableau A-V-4 Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Saint-Brieuc

	Coefficients de variation des facteurs de charges moyens horaires du site de Saint-Brieuc											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	JUILLET	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	19,0%	20,9%	17,6%	21,9%	21,9%	15,9%	27,9%	25,1%	21,2%	19,1%	20,2%	16,0%
1	19,1%	21,0%	18,7%	21,9%	22,2%	16,2%	28,1%	25,3%	21,2%	20,3%	20,0%	16,3%
2	19,0%	21,8%	18,7%	21,7%	21,9%	16,8%	28,6%	25,7%	22,0%	21,0%	19,3%	16,2%
3	19,5%	22,5%	18,5%	21,9%	21,8%	17,9%	29,2%	26,2%	23,0%	21,2%	18,4%	15,9%
4	20,0%	23,1%	18,6%	22,3%	21,9%	18,8%	29,7%	26,9%	24,2%	22,0%	17,5%	15,8%
5	20,4%	23,5%	18,8%	23,1%	23,9%	21,3%	31,7%	26,9%	24,8%	23,1%	17,1%	15,6%
6	20,6%	23,3%	19,2%	24,9%	26,3%	23,9%	35,0%	29,9%	26,6%	23,0%	17,2%	15,2%
7	20,6%	23,1%	20,9%	27,9%	26,6%	26,6%	36,9%	32,6%	28,7%	22,6%	17,5%	15,3%
8	20,8%	24,0%	21,2%	28,2%	26,9%	27,5%	36,9%	32,4%	28,8%	23,7%	17,9%	15,5%
9	22,5%	24,1%	21,2%	28,5%	26,8%	28,1%	37,5%	32,7%	28,4%	23,1%	18,6%	16,0%
10	23,5%	23,8%	20,7%	28,4%	26,6%	28,4%	38,3%	33,1%	28,3%	22,1%	18,8%	17,0%
11	23,1%	23,7%	20,2%	28,6%	27,0%	28,0%	38,8%	33,2%	27,9%	21,1%	18,8%	17,1%
12	22,3%	24,2%	19,6%	28,6%	27,3%	27,2%	39,3%	33,3%	27,3%	20,4%	18,6%	17,4%
13	21,5%	24,1%	19,2%	28,5%	27,6%	25,7%	39,3%	32,5%	26,5%	20,4%	18,2%	17,5%
14	21,2%	24,1%	18,9%	28,4%	27,2%	23,6%	38,6%	30,7%	25,3%	20,4%	18,1%	17,6%
15	21,6%	25,1%	17,9%	27,7%	25,7%	21,6%	37,6%	28,3%	23,9%	20,6%	17,7%	16,9%
16	21,2%	25,7%	17,3%	27,0%	23,5%	20,1%	35,7%	26,0%	22,3%	19,4%	17,0%	15,6%
17	20,6%	24,4%	17,0%	25,6%	22,2%	19,0%	33,2%	24,4%	21,0%	17,4%	16,3%	14,9%
18	20,1%	23,5%	16,4%	22,7%	21,6%	18,9%	30,2%	23,4%	20,2%	16,2%	16,1%	14,9%
19	19,6%	23,0%	16,2%	20,4%	20,9%	18,6%	27,6%	22,9%	20,0%	16,1%	16,6%	14,7%
20	19,0%	22,5%	16,4%	19,5%	19,9%	17,2%	27,2%	23,6%	21,2%	16,7%	17,7%	14,5%
21	18,5%	22,1%	16,8%	19,9%	20,3%	16,3%	28,3%	24,1%	22,1%	17,7%	18,9%	14,8%
22	18,6%	21,7%	16,7%	20,7%	20,9%	15,7%	29,1%	23,9%	22,2%	18,0%	19,5%	15,3%
23	19,1%	21,3%	16,7%	21,4%	21,7%	15,3%	29,5%	23,8%	22,0%	18,1%	20,2%	15,8%

Tableau A-V-5 Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Dieppe

	Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site de Dieppe											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	19,7%	21,5%	20,1%	21,1%	21,1%	22,2%	23,7%	24,5%	26,7%	17,1%	16,8%	20,1%
1	19,5%	21,7%	20,3%	20,6%	21,3%	22,6%	23,2%	23,7%	27,0%	17,5%	17,0%	19,9%
2	19,5%	21,9%	20,5%	20,4%	21,9%	22,6%	22,9%	23,2%	27,3%	17,7%	17,2%	19,9%
3	20,1%	22,5%	20,9%	20,6%	22,4%	21,8%	23,4%	22,6%	27,7%	17,9%	17,5%	19,6%
4	20,8%	23,6%	21,3%	20,9%	23,4%	22,1%	24,6%	22,4%	28,5%	18,0%	17,1%	19,7%
5	20,9%	24,2%	21,3%	20,8%	25,6%	25,1%	28,2%	22,6%	29,0%	18,3%	17,5%	19,7%
6	21,1%	24,3%	21,5%	22,4%	28,0%	26,9%	33,5%	24,6%	30,9%	19,0%	17,8%	19,6%
7	21,8%	24,8%	22,2%	26,0%	27,8%	26,8%	36,0%	26,1%	32,1%	19,7%	17,9%	19,7%
8	22,4%	26,4%	21,5%	26,4%	26,6%	26,3%	35,7%	25,0%	31,6%	21,2%	18,6%	20,1%
9	23,3%	27,1%	21,6%	25,8%	26,1%	26,1%	35,3%	23,7%	30,7%	21,9%	19,1%	20,6%
10	23,4%	26,7%	21,8%	25,1%	25,7%	24,8%	35,6%	23,2%	29,9%	21,3%	18,9%	20,9%
11	23,9%	26,0%	21,6%	25,0%	25,4%	23,9%	35,8%	22,9%	28,3%	21,2%	19,3%	20,5%
12	24,4%	25,8%	21,0%	25,1%	24,8%	23,1%	35,9%	23,0%	26,6%	20,5%	19,7%	20,0%
13	25,0%	25,7%	19,7%	25,5%	24,2%	22,8%	35,5%	23,4%	25,3%	20,0%	19,6%	19,7%
14	25,4%	25,7%	18,2%	26,7%	24,2%	23,4%	35,0%	24,3%	24,9%	20,3%	19,4%	19,6%
15	24,7%	26,1%	17,6%	27,5%	23,4%	24,2%	34,5%	25,1%	24,7%	20,5%	18,6%	18,9%
16	23,1%	25,2%	18,0%	26,5%	22,2%	24,5%	33,8%	25,8%	24,5%	19,3%	17,2%	18,0%
17	22,1%	23,2%	17,5%	25,3%	21,4%	24,8%	33,1%	25,9%	24,5%	17,4%	16,3%	17,6%
18	21,7%	21,5%	16,6%	24,1%	22,3%	24,8%	32,5%	25,1%	24,0%	16,2%	16,0%	17,5%
19	21,6%	20,4%	16,0%	23,6%	23,0%	22,7%	31,0%	24,4%	23,6%	15,1%	16,1%	18,0%
20	21,7%	19,9%	16,4%	22,8%	23,8%	20,5%	29,3%	24,1%	23,6%	14,5%	16,3%	18,7%
21	21,7%	19,9%	17,1%	22,3%	23,6%	19,7%	27,8%	23,4%	24,3%	14,4%	16,2%	19,3%
22	21,6%	20,1%	17,8%	21,6%	23,3%	20,0%	25,9%	23,5%	24,8%	14,8%	16,4%	19,9%
23	21,1%	20,4%	18,6%	21,2%	22,7%	20,7%	24,3%	24,4%	25,3%	15,8%	16,4%	19,9%

Tableau A-V-6 Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site d'Yeu-Noirmoutier

	Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires du site d'Yeu-Noirmoutier											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	17,5%	20,5%	13,5%	18,7%	17,7%	16,7%	22,2%	20,3%	16,8%	16,6%	15,5%	14,2%
1	17,3%	20,9%	13,6%	18,6%	19,3%	16,8%	23,6%	21,7%	18,5%	16,8%	14,8%	14,1%
2	17,3%	21,4%	14,2%	18,6%	21,1%	18,0%	25,1%	22,6%	20,0%	17,5%	14,2%	14,2%
3	17,0%	21,7%	14,9%	18,8%	22,3%	19,5%	26,4%	23,4%	21,5%	18,8%	13,8%	14,5%
4	16,7%	21,6%	15,4%	18,9%	22,9%	19,8%	27,2%	24,0%	22,7%	20,1%	13,4%	14,6%
5	15,9%	21,3%	15,9%	18,8%	24,4%	20,2%	28,6%	25,0%	23,4%	20,6%	13,0%	14,6%
6	15,8%	21,4%	15,7%	19,7%	26,4%	21,2%	31,9%	27,4%	25,3%	20,9%	12,8%	14,7%
7	16,7%	21,7%	16,0%	22,1%	27,5%	21,9%	34,6%	30,6%	27,7%	20,6%	13,0%	15,4%
8	17,3%	22,8%	16,7%	23,0%	27,8%	23,3%	35,2%	32,5%	28,1%	20,8%	13,5%	16,0%
9	18,8%	23,3%	17,5%	23,3%	27,9%	24,7%	34,5%	33,6%	28,2%	21,8%	14,2%	16,9%
10	20,0%	23,2%	18,4%	24,2%	28,0%	25,4%	34,1%	33,3%	29,1%	22,1%	14,5%	17,7%
11	19,6%	22,7%	18,7%	25,0%	28,5%	26,0%	33,6%	31,0%	29,6%	22,4%	14,7%	17,7%
12	19,2%	22,2%	18,7%	25,6%	28,9%	24,9%	32,5%	27,3%	29,3%	22,1%	14,9%	17,4%
13	19,2%	22,0%	18,8%	25,8%	28,5%	22,6%	30,3%	23,9%	28,1%	21,6%	15,0%	16,7%
14	19,7%	22,4%	18,9%	25,4%	27,2%	20,5%	28,1%	21,8%	26,6%	21,3%	15,6%	16,1%
15	19,6%	23,3%	18,6%	24,5%	25,2%	18,8%	26,7%	20,7%	24,7%	21,3%	16,0%	15,2%
16	18,1%	23,0%	18,0%	23,5%	23,3%	17,0%	25,7%	19,2%	22,5%	21,0%	15,8%	14,4%
17	17,2%	21,5%	17,6%	22,6%	21,5%	15,9%	24,3%	17,6%	20,5%	20,4%	15,4%	14,1%
18	17,1%	20,4%	16,9%	21,1%	20,9%	15,9%	23,0%	16,0%	18,6%	20,1%	15,3%	14,2%
19	17,8%	20,1%	16,0%	19,9%	20,4%	16,4%	21,8%	14,7%	17,1%	19,9%	15,3%	14,5%
20	18,2%	20,9%	15,0%	19,6%	19,7%	17,1%	21,0%	14,5%	15,8%	19,7%	15,2%	14,9%
21	18,4%	21,1%	14,4%	19,2%	18,7%	17,3%	20,5%	14,8%	14,7%	19,2%	15,4%	15,3%
22	18,5%	21,0%	14,6%	18,8%	17,8%	16,9%	20,7%	16,1%	14,6%	17,9%	15,6%	15,4%
23	18,6%	20,6%	14,5%	18,2%	17,6%	16,3%	22,0%	17,9%	15,3%	16,8%	15,8%	15,1%

ANNEXE VI

COEFFICIENTS DE PRODUCTION MOYENS DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES AU FIL DE L'EAU

Tableau A-VI-1 Facteurs de charge horaires moyens des centrales hydroélectriques au fil de l'eau

Heure / Mois	Facteurs de charge horaires moyens (sur les neuf années d'étude) des centrales hydroélectriques au fil de l'eau (France)											
	Janvier	Fevrier	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	42,2%	48,9%	50,4%	49,9%	56,3%	53,0%	40,6%	31,8%	24,8%	26,5%	34,3%	38,1%
1	40,1%	46,6%	47,7%	46,8%	53,8%	50,7%	38,0%	29,5%	23,0%	25,0%	32,6%	35,7%
2	38,6%	45,2%	45,9%	44,9%	52,4%	49,4%	36,6%	28,0%	22,1%	24,0%	31,5%	34,2%
3	37,7%	43,9%	44,4%	43,6%	51,3%	48,3%	35,7%	27,2%	21,6%	23,4%	30,7%	33,2%
4	37,0%	43,1%	43,5%	42,8%	50,6%	47,7%	35,1%	26,8%	21,3%	23,2%	30,3%	32,6%
5	36,9%	43,1%	43,6%	42,9%	50,4%	47,5%	34,8%	26,5%	21,3%	23,2%	30,3%	32,6%
6	37,5%	43,9%	45,0%	43,9%	50,9%	47,9%	35,0%	26,8%	21,6%	23,5%	30,8%	33,3%
7	40,2%	47,0%	48,5%	46,7%	52,6%	49,4%	36,3%	27,6%	23,2%	25,2%	32,9%	36,0%
8	43,8%	50,4%	51,2%	49,5%	54,6%	51,1%	38,0%	29,1%	24,9%	27,4%	35,1%	39,3%
9	46,2%	52,5%	52,6%	51,1%	55,8%	52,2%	39,5%	30,2%	26,2%	28,6%	36,6%	41,6%
10	47,4%	53,2%	52,7%	51,1%	55,9%	52,5%	40,0%	30,8%	26,5%	29,1%	37,1%	42,6%
11	47,5%	53,0%	52,3%	50,4%	55,7%	52,6%	40,3%	31,2%	26,4%	28,9%	37,0%	42,6%
12	47,2%	52,4%	51,8%	49,9%	55,7%	52,7%	40,6%	31,6%	26,4%	28,8%	37,0%	42,2%
13	46,2%	51,3%	50,8%	48,7%	55,1%	52,1%	40,2%	31,3%	25,6%	27,9%	36,6%	41,4%
14	44,2%	49,2%	48,8%	46,6%	53,6%	50,6%	38,9%	30,1%	24,4%	26,6%	35,4%	39,7%
15	42,9%	47,6%	47,2%	45,0%	52,2%	49,6%	38,0%	29,2%	23,7%	25,9%	34,7%	38,6%
16	42,8%	47,2%	46,7%	44,5%	51,9%	49,5%	37,7%	29,0%	23,5%	25,8%	34,9%	38,8%
17	44,1%	48,2%	47,7%	45,1%	52,4%	50,2%	38,2%	29,6%	23,9%	26,4%	36,3%	40,8%
18	47,9%	51,6%	50,4%	46,9%	54,0%	51,5%	39,5%	30,7%	25,0%	28,0%	39,5%	44,6%
19	51,2%	56,1%	54,9%	50,1%	56,4%	53,6%	41,3%	32,6%	27,5%	31,1%	41,8%	47,2%
20	50,2%	56,1%	56,2%	52,4%	57,6%	54,2%	41,8%	33,2%	28,8%	32,2%	40,6%	45,8%
21	46,7%	53,3%	54,7%	52,8%	57,4%	53,7%	41,4%	33,0%	28,1%	29,8%	37,9%	42,3%
22	44,0%	50,4%	52,0%	51,7%	57,2%	53,4%	41,0%	32,5%	26,2%	27,9%	36,0%	40,0%
23	43,8%	50,3%	51,8%	51,7%	57,7%	54,0%	41,9%	33,1%	26,0%	27,9%	35,8%	39,5%

Tableau A-VI-2 Coefficients de variation des facteurs de charge moyens horaires des centrales hydroélectriques au fil de l'eau

Heure /Mois	Coefficients de variation des facteurs de charge horaires des centrales hydroélectriques au fil de l'eau (France)											
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	4,5%	2,4%	4,9%	3,7%	3,2%	6,2%	8,3%	10,2%	5,5%	7,8%	9,0%	6,8%
1	4,7%	3,1%	5,7%	4,1%	3,7%	6,8%	9,0%	10,5%	6,0%	8,6%	9,0%	7,7%
2	4,7%	3,3%	6,9%	4,3%	3,9%	7,2%	9,6%	11,2%	6,4%	8,4%	8,4%	8,5%
3	4,6%	3,6%	7,1%	4,7%	4,1%	7,5%	9,7%	11,2%	6,5%	8,5%	8,1%	8,6%
4	4,6%	3,7%	7,1%	4,9%	4,4%	7,4%	9,6%	11,4%	6,7%	8,5%	8,3%	8,8%
5	4,7%	3,8%	6,9%	4,8%	4,4%	7,6%	9,7%	11,5%	6,7%	8,4%	8,3%	8,7%
6	5,1%	3,3%	6,6%	4,3%	4,3%	7,4%	10,0%	11,6%	6,4%	8,0%	8,6%	7,8%
7	6,2%	3,4%	5,7%	3,4%	4,4%	7,0%	10,1%	11,1%	5,7%	7,2%	9,6%	6,3%
8	7,2%	3,7%	5,1%	3,0%	4,5%	6,7%	9,6%	10,4%	5,5%	6,7%	10,3%	6,0%
9	7,5%	3,3%	5,1%	2,9%	4,1%	6,6%	9,2%	9,9%	4,9%	6,5%	10,8%	5,7%
10	7,0%	2,9%	5,3%	3,1%	3,8%	6,4%	8,8%	9,6%	5,4%	6,7%	10,5%	5,3%
11	6,2%	2,5%	5,6%	3,6%	3,6%	6,4%	8,4%	9,5%	5,5%	7,3%	10,1%	4,9%
12	5,7%	2,6%	5,7%	4,2%	3,6%	6,5%	8,3%	9,8%	5,4%	7,5%	10,0%	5,1%
13	5,1%	2,8%	6,4%	4,5%	3,8%	6,8%	8,5%	9,7%	5,7%	7,8%	9,8%	5,0%
14	5,4%	3,2%	6,9%	4,7%	4,0%	7,1%	8,7%	10,1%	6,4%	8,5%	9,6%	5,1%
15	5,5%	3,5%	7,1%	5,0%	4,3%	7,0%	8,5%	10,3%	6,5%	8,1%	9,4%	5,4%
16	5,7%	3,7%	7,1%	4,8%	4,5%	7,0%	8,6%	10,1%	6,9%	8,5%	9,7%	5,7%
17	5,8%	3,8%	7,0%	4,6%	4,4%	7,1%	8,4%	9,8%	6,8%	9,3%	10,0%	5,4%
18	5,7%	3,8%	6,6%	4,0%	4,2%	6,9%	8,3%	9,5%	6,0%	10,3%	9,5%	4,8%
19	4,9%	2,6%	6,0%	3,5%	4,1%	6,7%	7,9%	8,7%	5,5%	8,9%	8,8%	4,1%
20	4,4%	2,1%	4,7%	2,9%	3,7%	6,5%	7,9%	8,5%	5,1%	6,3%	8,6%	4,0%
21	4,5%	2,0%	4,1%	2,6%	3,2%	6,6%	7,6%	8,2%	5,1%	6,6%	8,4%	4,8%
22	4,4%	2,2%	4,3%	3,1%	3,1%	6,7%	7,8%	9,2%	5,5%	6,6%	8,5%	5,3%
23	4,6%	2,2%	4,2%	3,3%	2,9%	6,5%	7,8%	9,7%	5,4%	6,8%	8,5%	6,0%

ANNEXE VII

EXTRAITS DU CODE D'OPTIMISATION

```

#
### Optimisation de la production nucléaire  ###
#
Nucleaire_base = np.zeros(8760)
Nucleaire_flexible = np.zeros(8760)
Nucleaire = np.zeros(8760)
Difference_prod_nucleaire = np.zeros(8760)
#
# Prise en compte que s'il y a de la capacité installée
#
if Capa_totale_nucleaire != 0 :
    #
    # Initialisation
    #
    for i in range(3) :
        Nucleaire_base[i],Nucleaire_flexible[i] = opti_nucleaire_initial(Consommation_i[i],Total_EnR_i[i])
        Nucleaire [i] = Nucleaire_base [i] + Nucleaire_flexible [i]
        Difference_prod_nucleaire [i] = Consommation_i[i] - (Nucleaire_base[i] + Nucleaire_flexible[i] + Total_EnR_i[i]) * (1-Pertes)
    #
    # Optimisation par pas de temps horaire
    #
    Stabi_nuc = 0      # Nombre d'heures de gel de production effectué
    Facteur = 0         # Utile pour connaître le mois de simulation pour adapter le facteur d'utilisation
    tic = time()
    for i in range (3,8760) :
        if i >= hrr[Facteur] :
            Facteur+=1
            Nucleaire_base[i], Nucleaire_flexible[i], Indice_nuc, Stabi_nuc = opti_nucleaire(Nucleaire[i-3], Nucleaire [i-1], Nucleaire_base[i-2],\
                Nucleaire_flexible[i-2],Nucleaire_base[i-1],\ 
                Nucleaire_flexible[i-1],Facteur_charge_nucleaire[Facteur],\ 
                Consommation_i[i],Total_EnR_i[i], Stabi_nuc)
            Nucleaire [i] = Nucleaire_base [i] + Nucleaire_flexible [i]
            Difference_prod_nucleaire [i] = Consommation_i[i] - (Total_EnR_i[i] + Nucleaire[i]) * (1 - Pertes)
            if Indice_nuc == True:
                Stabi_nuc +=1
            toc = time() - tic
            print ("Temps d'exécution nucléaire",toc)
    else :
        Difference_prod_nucleaire  = Consommation_i - (Total_EnR_i) * (1 - Pertes)

```

Figure A-VII-1 Optimisation de la production nucléaire

```

def opti_nucleaire_initial(Conso,Total_EnR):
    #
    prob = LpProblem("Nucléaire", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Nucléaire de base", lowBound = Capa_mini_base,upBound = Capa_max_base)
    x2 = LpVariable("Nucléaire flexible", lowBound = Capa_mini_flexible,upBound = Capa_max_flexible)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Conso - (x1 + x2 + Total_EnR) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2)

```

Figure A-VII-2 Fonction d'optimisation initiale de la production nucléaire

```

def opti_nucleaire(Nucleaire_avant,Nucleaire,NB_avant,NF_avant,NB,NF,Facteur_charge_nucleaire,Conso,Total_EnR, Stabi):
    #
    prob = LpProblem("Nucléaire", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Nucléaire de base", lowBound = Capa_mini_base)
    x2 = LpVariable("Nucléaire flexible", lowBound = Capa_mini_flexible)
    #
    # Définition des valeurs extrêmales des productions horaires
    #
    NBM = min(NB_avant + Capa_max_base * Ramping_base, Capa_max_base)
    NBm = max(NB_avant - Capa_max_base * Ramping_base, Capa_mini_base)
    NFM = 0
    NFM = 0
    A = 0
    B = 0
    #
    # Contrainte sur la variation de la production
    #
    Indice = 0
    if Stabi != 0 and Stabi < 4:      # 4 heures de gel de production flexible
        NFM = NFM + NF
        Stabi = Stabi + 1             # Nombre d'heures de gel de production effectué
        if Stabi == 3 :
            Stabi = 0
    else :
        if (Nucleaire_avant-Nucleaire)/Nucleaire_avant > Pourcentage_contrainte_nucleaire :
            Indice = True
            A = NF
            B = NF
        else : # Si la contrainte est respectée, le ramping définit la production maximale suivante
            A = NF_avant + (Capa_max_flexible * Ramping_flexible)
            B = NF_avant - Capa_max_flexible * Ramping_flexible
    #
    # Les extremum de production flexible dépendent du respect ou non de la contrainte
    #
    NFM = min(Capa_max_flexible, A)
    NFM = max(Capa_mini_flexible, B)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Conso - (x1 + x2 + Total_EnR) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += x1 <= NBM
    prob += x2 <= NFM
    prob += x1 >= NBm
    prob += x2 >= NFM
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2, Indice, Stabi)

```

Figure AVII-3 Fonction d'optimisation de la production nucléaire

```

#
### CENTRALES HYDRAULIQUES AVEC RESERVOIRS ###
#
Hydro_reserv = np.zeros(8760)
Hydro_total = np.zeros(8760)
Difference_hydro = np.zeros(8760)
#
# Prise en compte que s'il y a de la capacité installée
#
if Capa_hydro_reserv != 0 :
    #
    # Initialisation
    #
    for i in range(1) :
        Hydro_reserv[i] = opti_hydro_initial(Difference_prod_nucleaire[i])
        Hydro_total[i] = Prod_hydro_fil[i] + Hydro_reserv[i] + Prod_hydro[i]
        Difference_hydro [i] = Difference_prod_nucleaire[i] - (Hydro_reserv[i]) * (1-Pertes)
    #
    # Optimisation par pas de temps horaire
    #
    tic = time()
    for i in range (1,8760) :
        Hydro_reserv[i] = opti_hydro(Hydro_reserv[i-1],Difference_prod_nucleaire[i])
        Hydro_total[i] = Prod_hydro_fil[i] + Hydro_reserv[i] + Prod_hydro[i]
        Difference_hydro [i] = Difference_prod_nucleaire[i] - (Hydro_reserv[i]) * (1-Pertes)
    toc = time() - tic
    print ("Temps d'exécution hydro",toc)
else :
    Difference_hydro = Difference_prod_nucleaire

```

Figure A-VII-4 Optimisation de la production hydroélectrique avec réservoirs

```

def opti_hydro_initial(Difference):
    #
    prob = LpProblem("Hydro", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Hydro réservoir", lowBound = Capa_mini_hydro_reserv, upBound = Capa_max_hydro_reserv)
    #
    # # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Objective
    #
    prob += abs_sum_var
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    return(X1)

```

Figure A-VII-5 Fonction d'optimisation initiale de la production hydroélectrique avec réservoirs

```

def opti_hydro(Hydro_reserv_avant,Difference):
    #
    prob = LpProblem("Hydraulique réservoir", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Hydraulique réservoir", lowBound = Capa_mini_hydro_reserv)
    Hydro_reservM = min(Hydro_reserv_avant + Capa_max_hydro_reserv * Ramping_hydro_reserv, Capa_max_hydro_reserv)
    Hydro_reservm = max(Hydro_reserv_avant - Capa_max_hydro_reserv * Ramping_hydro_reserv, Capa_mini_hydro_reserv)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += x1 <= Hydro_reservM
    prob += x1 >= Hydro_reservm
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    return(X1)

```

Figure A-VII-6 Fonction d'optimisation de la production hydroélectrique avec réservoirs

```

#
### CENTRALES AU CHARBON ###
#
Charbon_conv = np.zeros(8760)
Charbon_nouveau = np.zeros(8760)
Charbon_total = np.zeros(8760)
Difference_charbon = np.zeros(8760)
#
# Prise en compte que si la simulation concerne l'optimisation du mix basé sur le charbon
#
if Capa_charbon_nouveau != 0 :
    for i in range(3) :
        #
        # Initialisation
        #
        Charbon_conv[i] , Charbon_nouveau[i] = Capa_charbon_conv * 0.85 , Capa_charbon_nouveau * 0.85
        Charbon_total[i] = Charbon_conv[i] + Charbon_nouveau[i]
        Difference_charbon [i] = Difference_hydro[i] - (Charbon_total[i]) * (1-Pertes)
    #
    # Optimisation par pas de temps horaire
    #
    Stabi_charbon = 0 # Nombre d'heures de gel de production effectué
    tic = time()
    for i in range (3,8760) :
        Charbon_conv[i] , Charbon_nouveau[i], Indice_charbon, Stabi_charbon = opti_charbon_chine(Charbon_total[i-3], Charbon_total[i-1], \
                                                                 Charbon_conv[i-2], Charbon_conv[i-1], \
                                                                 Charbon_nouveau [i-2], Charbon_nouveau[i-1], \
                                                                 Difference_hydro[i], Stabi_charbon)

        Charbon_total[i] = Charbon_conv[i] + Charbon_nouveau[i]
        Difference_charbon [i] = Difference_hydro[i] - (Charbon_total[i]) * (1-Pertes)
        if Indice_charbon == True:
            Stabi_charbon +=1
    toc = time() - tic
    print ("Temps d'exécution Charbon",toc)
else :
    Difference_charbon = Difference_hydro

```

Figure A-VII-7 Optimisation de la production des centrales au charbon

```

def opti_charbon_initial(Difference):
    #
    prob = LpProblem("Thermique", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Charbon", lowBound = Capa_mini_charbon, upBound = Capa_max_charbon)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    return(X1)

```

Figure A-VII-8 Fonction d'optimisation initiale de la production des centrales au charbon

```

def opti_charbon_chine(Charbon_avant, Charbon, Charbon_conv_avant,Charbon_conv,Charbon_nouveau_avant,Charbon_nouveau,Difference,Stabili):
    #
    prob = LpProblem("Charbon", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Charbon conventionnelle", lowBound = Capa_mini_charbon_conv)
    x2 = LpVariable("Charbon nouveau", lowBound = Capa_mini_charbon_nouveau)
    #
    # Définition des valeurs extrêmales des productions horaires
    #
    Charbon_convM = min(Charbon_conv_avant + Capa_max_charbon_conv * Ramping_charbon_conv, Capa_max_charbon_conv)
    Charbon_convM = max(Charbon_conv_avant - Capa_max_charbon_conv * Ramping_charbon_conv, Capa_min_charbon_conv)
    Charbon_nouveauM= 0
    Charbon_nouveaum = 0
    A = 0
    B = 0
    #
    # Contrainte sur la variation de la production
    #
    Indice = 0
    if Stabili != 0 and Stabili < 6:
        Charbon_nouveaum = Charbon_nouveauM = Charbon_nouveau
        Stabili = Stabili + 1
        if Stabili == 5 :
            Stabili = 0
    else :
        if (Charbon_avant-Charbon)/Charbon_avant > Pourcentage_contrainte_charbon :
            Indice = True
            A = Charbon_nouveau
            B = Charbon_nouveau
        else :
            A = Charbon_nouveau_avant + (Capa_max_charbon_nouveau * Ramping_charbon_nouveau)
            B = Charbon_nouveau_avant - (Capa_max_charbon_nouveau * Ramping_charbon_nouveau)
    #
    # Les extremum de production flexible dépendent du respect ou non de la contrainte
    #
    Charbon_nouveauM = min(Capa_max_charbon_nouveau, A)
    Charbon_nouveaum = max(Capa_mini_charbon_nouveau, B)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1 + x2) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += x1 <= Charbon_convM
    prob += x1 >= Charbon_conv
    prob += x2 <= Charbon_nouveauM
    prob += x2 >= Charbon_nouveaum
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2, Indice, Stabili)

```

Figure A-VII-9 Fonction d'optimisation de la production des centrales au charbon

```

#
### CENTRALES THERMIQUES ####
#
# GAZ
#
Gaz = np.zeros(8760)
Différence_gaz = np.zeros(8760)
#
# Prise en compte que s'il y a de la capacité installée
#
if Capa_gaz != 0 :
    #
    # Initialisation
    #
    for i in range(3) :
        Gaz[i] = opti_gaz_initial(Différence_charbon[i])
        Différence_gaz[i] = Différence_charbon [i] - (Gaz[i])*(1 - Pertes)
    #
    # Optimisation
    #
    Stabi_gaz = 0 # Nombre d'heures de gel de production effectué
    tic = time()
    for i in range (3,8760) :
        Gaz [i], Indice_gaz, Stabi_gaz = opti_gaz(Gaz[i-3],Gaz[i-1],Différence_charbon[i], Stabi_gaz)
        Différence_gaz[i] = Différence_charbon [i] -( Gaz[i] ) * (1 - Pertes)
        if Indice_gaz == True:
            Stabi_gaz +=1
    toc = time() - tic
    print ("Temps d'exécution gaz",toc)
else :
    Différence_gaz = Différence_charbon

```

Figure A-VII-10 Optimisation de la production des centrales au gaz

```

def opti_gaz_initial(Difference):
    prob = LpProblem("Gaz", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Gaz", lowBound = Capa_mini_gaz, upBound = Capa_max_gaz)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    C = value(prob.objective)
    return(X1)

```

Figure A-VII-11 Fonction d'optimisation initiale de la production des centrales au gaz

```

def opti_gaz(gaz_avant,gaz,Difference,Stabi):
    #
    prob = LpProblem("Thermique", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Gaz", lowBound = Capa_mini_gaz, upBound = Capa_max_gaz)
    #
    # Contrainte sur la variation de la production
    #
    A = 0
    B = 0
    Gm = 0
    GM = 0
    Indice = 0
    if Stabi != 0 and Stabi < 6:
        GM = GM = gaz
        Stabi = Stabi + 1
        if Stabi == 5 :
            Stabi = 0
    else :
        if (gaz_avant-gaz)/gaz_avant > Pourcentage_contrainte_gaz :
            A = gaz
            B = gaz
            Indice = True
        else :
            A = gaz_avant + (Capa_max_gaz * Ramping_gaz)
            B = gaz_avant - (Capa_max_gaz * Ramping_gaz)
        #
        # Les extremum de production flexible dépendent du respect ou non de la contrainte
        #
        GM = min(Capa_max_gaz, A)
        Gm = max(Capa_mini_gaz, B)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += x1 <= GM
    prob += x1 >= Gm
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    return(X1, Indice, Stabi)

```

Figure A-VII-12 Fonction d'optimisation de la production des centrales à gaz

```

# FIOUL
#
Fioul = np.zeros(8760)
Difference_fioul = np.zeros(8760)
#
# Prise en compte que si il y a de la capacité installée
#
if Capa_fioul != 0 :
    #
    # Initialisation
    #
    for i in range(2) :
        Fioul[i] = opti_fioul_initial(Difference_gaz[i])
        Difference_fioul[i] = Difference_gaz [i] - (Fioul[i])* (1 - Pertes)
    #
    # Optimisation
    #
    Stabi_fioul = 0
    tic = time()
    for i in range (2,8760) :
        Fioul [i], Indice_fioul, Stabi_fioul = opti_fioul(Fioul[i-2],Fioul[i-1],Difference_gaz[i])
        Difference_fioul[i] = Difference_gaz [i] -(Fioul[i]) * (1 - Pertes)
        if Indice_fioul== True:
            Stabi_fioul +=1
    toc = time() - tic
    print ("Temps d'exécution fioul",toc)
else :
    Difference_fioul = Difference_gaz

```

Figure A-VII-13 Optimisation de la production des centrales à fioul

```

def opti_fioul_initial(Difference):
    #
    prob = LpProblem("Thermique", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Fioul", lowBound = Capa_mini_fioul, upBound = Capa_max_fioul)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    return(X1)

```

Figure A-VII-14 Fonction d'optimisation initiale de la production des centrales à fioul

```

def opti_fioul(fioul_avant,fioul,Difference):
    #
    prob = LpProblem("Fioul", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Fioul", lowBound = Capa_mini_fioul, upBound = Capa_max_fioul)
    #
    # Contrainte sur la variation de la production
    #
    FioulM = 0
    Fioulm = 0
    A = 0
    B = 0
    #
    # Contrainte sur la variation de la production
    #
    Indice = 0
    if Stabili != 0 and Stabili < 6:
        Fioulm = FioulM = fioul
        Stabili = Stabili + 1
        if Stabili == 5 :
            Stabili = 0
    else :
        if (fioul_avant-fioul)/fioul_avant > Pourcentage_contrainte_fioul :
            Indice = True
            A = fioul
            B = fioul
        else :
            A = fioul_avant + (Capa_max_fioul * Ramping_fioul)
            B = fioul_avant - (Capa_max_fioul * Ramping_fioul)
        #
        # Les extremum de production flexible dépendent du respect ou non de la contrainte
        #
        FioulM = min(Capa_max_fioul, A)
        Fioulm = max(Capa_mini_fioul, B)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - (x1) * (1-Pertes)
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += x1 <= FioulM
    prob += x1 >= Fioulm
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    return(X1, Indice, Stabili)

```

Figure A-VII-15 Fonction d'optimisation de la production des centrales à fioul

```

#
# Paramètres d'optimisation des STEP
#
Stock_STEP_avant_i [0] = Capa_STEP_pompage / 2
Stock_STEP_pompage_i [0] = Capa_STEP_pompage - Stock_STEP_avant_i[0]
Stock_STEP_turbinage_i [0] = Stock_STEP_avant_i[0] * Rendement_STEP
Pompage_STEP [0] = 0
Turbinage_STEP [0] = 0
Difference_prod_STEP [0] = Difference_prod_thermique [0] + Pompage_STEP [0] - Turbinage_STEP [0] * (1 - Pertes)
#
# Paramètres d'optimisation des Batteries
#
Capa_Batteries_decharge = Rendement_Batteries * Capa_Batteries_charge
Capa_mini_Batteries = Pourcentage_minimale * Capa_Batteries_charge
Stock_Batteries_avant_i [0] = Capa_mini_Batteries
Stock_Batteries_Charge_i [0] = Capa_Batteries_charge - Stock_Batteries_avant_i[0]
Stock_Batteries_Dcharge_i [0] = Stock_Batteries_avant_i[0] * Rendement_Batteries
Charge_Batteries [0] = 0
Decharge_Batteries [0] = 0
Difference_prod_Batteries [0] = Difference_prod_STEP [0] + Charge_Batteries [0] - Decharge_Batteries [0] * (1 - Pertes)
#
# En vue du calcul du nombre de cycle des batteries
#
epsilon = 1
Indicateur = 0
Nb_cycle = 0
# SIUKAG
##
# Prise en compte que si il y a de la capacité installée
if Capa_STEP_pompage != 0 :
    tic = time()
    for i in range (1,8760):
        #
        # STEP
        #
        Pompage_STEP[i], Turbinage_STEP[i] = opti_STEP(Difference_prod_thermique[i], Stock_STEP_avant_i[i-1], Stock_STEP_pompage_i[i-1], \
                                                        Stock_STEP_turbinage_i[i-1])
        Stock_STEP_avant_i[i] = Stock_STEP_avant_i[i-1] - Turbinage_STEP[i]/Rendement_STEP + Pompage_STEP[i]
        Stock_STEP_pompage_i [i] = Capa_STEP_pompage - Stock_STEP_avant_i[i]
        Stock_STEP_turbinage_i [i] = Stock_STEP_avant_i[i] * Rendement_STEP
        Difference_prod_STEP [i] = Difference_prod_thermique [i] + Pompage_STEP [i] - Turbinage_STEP [i] * (1 - Pertes)
    toc = time() - tic
    print ("Temps d'exécution STEP",toc)
else :
    Difference_prod_STEP = Difference_prod_thermique
#
# Prise en compte que si il y a de la capacité installée
#
if Capa_Batteries_charge != 0:
    tic = time()
    for i in range (1,8760):
        #
        # Batteries
        #
        Charge_Batteries[i], Decharge_Batteries[i] = opti_Batteries(Difference_prod_STEP[i], Stock_Batteries_avant_i[i-1], \
                                                                    Stock_Batteries_Charge_i[i-1], Stock_Batteries_Dcharge_i[i-1])
        Stock_Batteries_avant_i[i] = Stock_Batteries_avant_i[i-1] - Decharge_Batteries[i]/Rendement_Batteries + Charge_Batteries[i]
        Stock_Batteries_Charge_i [i] = Capa_Batteries_charge - Stock_Batteries_avant_i[i]
        Stock_Batteries_Dcharge_i [i] = Stock_Batteries_avant_i[i] * Rendement_Batteries
        Difference_prod_Batteries [i] = Difference_prod_STEP [i] + Charge_Batteries [i] - Decharge_Batteries [i] * (1 - Pertes)
        #
        # Calcul du nombre de cycle charge-décharge
        #
        if Indicateur != 0 and Stock_Batteries_avant_i[i] <= Capa_mini_Batteries + epsilon :
            Nb_cycle += 1
            Indicateur = 0
        if Stock_Batteries_avant_i[i] >= Capa_Batteries_charge - epsilon :
            Indicateur = 1
    toc = time() - tic
    print ("Temps d'exécution batteries",toc)

```

Figure A-VII-16 Optimisation des moyens de stockage

```

def opti_STEP(Difference, Stock_STEP_avant, Stock_STEP_pompage, Stock_STEP_turbinage):
    #
    prob = LpProblem("STEP", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("STEP_pompage", lowBound = 0, upBound = Capa_STEP_pompage)
    x2 = LpVariable("STEP_turbinage", lowBound = 0, upBound = Capa_STEP_turbinage)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - x2 * (1-Pertes) + x1
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += - x2/Rendement_STEP + x1 <= Capa_STEP_pompage - Stock_STEP_avant
    prob += - x2/Rendement_STEP + x1 >= - Stock_STEP_avant
    prob += x1 <= Stock_STEP_pompage
    prob += x2 <= Stock_STEP_turbinage
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2)

```

Figure A-VII-17 Fonction d'optimisation de la production des STEPs

```

def opti_Batteries(Difference, Stock_Batteries_avant, Stock_Batteries_charge, Stock_Batteries_decharge):
    #
    prob = LpProblem("Batteries", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Batteries_charge", lowBound = 0, upBound = Capa_Batteries_charge)
    x2 = LpVariable("Batteries_decharge", lowBound = 0, upBound = Capa_Batteries_decharge)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - x2 * (1-Pertes) + x1
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += - x2/Rendement_Batteries + x1 <= Capa_Batteries_charge - Stock_Batteries_avant
    prob += - x2/Rendement_Batteries + x1 >= Capa_mini_Batteries- Stock_Batteries_avant
    prob += x1 <= Stock_Batteries_charge
    prob += x2 <= Stock_Batteries_decharge
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2)

```

Figure A-VII-18 Fonction d'optimisation de la production des batteries

```

#
### ECHANGES ###
#
Export = zeros(8760)
Import = zeros(8760)
Difference_prod_echanges = zeros(8760)
#
# Initialisation
#
for i in range (1) :
    Export[i],Import[i] = opti_echanges_initial(Difference_prod_Batteries[i])
    Difference_prod_echanges[i] = Difference_prod_Batteries[i] - Import[i] * (1 - Pertes) + Export[i]
#
# Optimisation
#
tic = time()
for i in range (1,8760) :
    Export[i], Import[i]= opti_echanges(Export[i-1],Import[i-1],Difference_prod_Batteries[i])
    Difference_prod_echanges [i] = Difference_prod_Batteries[i] - Import[i] * (1 - Pertes) + Export[i]
toc = time() - tic
print ("Temps d'exécution échanges",toc)

```

Figure A-VII-19 Optimisation des échanges

```

def opti_echanges_initial(Difference):
    #
    prob = LpProblem("Echanges", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Exportations", lowBound = 0, upBound = Capa_export)
    x2 = LpVariable("Importations", lowBound = 0, upBound = Capa_import)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - x2 * (1 - Pertes) + x1
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2)

```

Figure A-VII-20 Fonction d'optimisation initiale des échanges

```

def opti_echanges(Export,Import,Difference):

    prob = LpProblem("Echanges", LpMinimize)
    x1 = LpVariable("Exportations", lowBound = 0, upBound = Capa_export)
    x2 = LpVariable("Importations", lowBound = 0, upBound = Capa_import)
    #
    # Définition des valeurs extrêmales des productions horaires
    #
    ExportM = min(Export + Capa_export * Ramping_export, Capa_export)
    Exportm = max(Export - Capa_export * Ramping_export, 0)
    ImportM = min(Import + Capa_import * Ramping_import, Capa_import)
    Importm = max(Import - Capa_import * Ramping_import, 0)
    #
    # Variable à optimiser
    #
    sum_var = LpVariable('sum_var')
    abs_sum_var = LpVariable('abs_sum_var')
    #
    # Fonction objectif
    #
    prob += abs_sum_var
    prob += sum_var == Difference - x2 * (1 - Pertes) + x1
    prob += abs_sum_var >= sum_var
    prob += abs_sum_var >= -sum_var
    #
    # Contraintes
    #
    prob += x1 <= ExportM
    prob += x2 <= ImportM
    prob += x1 >= Exportm
    prob += x2 >= Importm
    #
    # Résolution
    #
    status = prob.solve()
    LpStatus[status]
    X1 = value(x1)
    X2 = value(x2)
    return(X1,X2)

```

Figure A-VII-21 Fonction d'optimisation des échanges

ANNEXE VIII

CAPACITÉS INSTALLÉES (EN GW) DES DIFFÉRENTS MOYENS DE PRODUCTION DES MIX ÉLECTRIQUES SIMULÉS

Tableau A-VIII-1 Capacités installées (GW) pour les différents scénarios

Scénario :	S1	S2	S3	S4	S5
Pilotable de base	18	9	9	9	0
Pilotable flexible	37	31	19	6	0
Éolien terrestre	45	57	70	85	95
Éolien maritime	30	35	45	55	60
Solaire	40	60	75	90	130
Hydraulique	25	25	25	25	25
Bioénergies	5	5	5	5	5
Gaz	0	0	0	0	0
Fioul	0	0	0	0	0
Charbon	0	0	0	0	0
Import	27	27	27	27	27
Export	33	33	33	33	33

ANNEXE IX

DIFFÉRENCE CONSOMMATION – PRODUCTION D'ENR SELON LES SCÉNARIOS

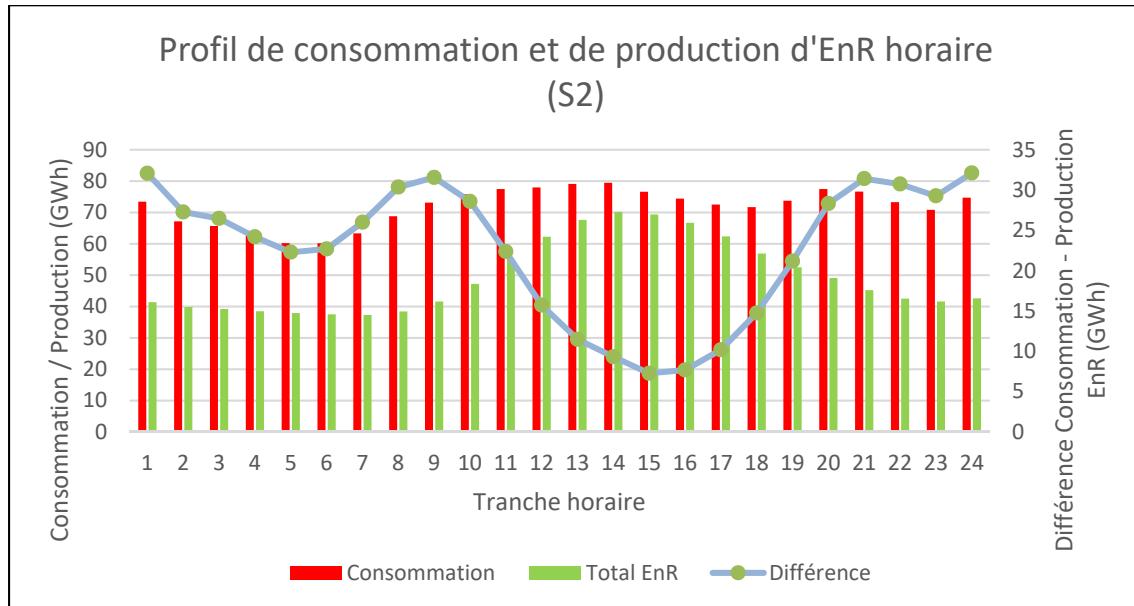


Figure A-IX-1 Profil de consommation et de production d'EnR horaire du scénario S2

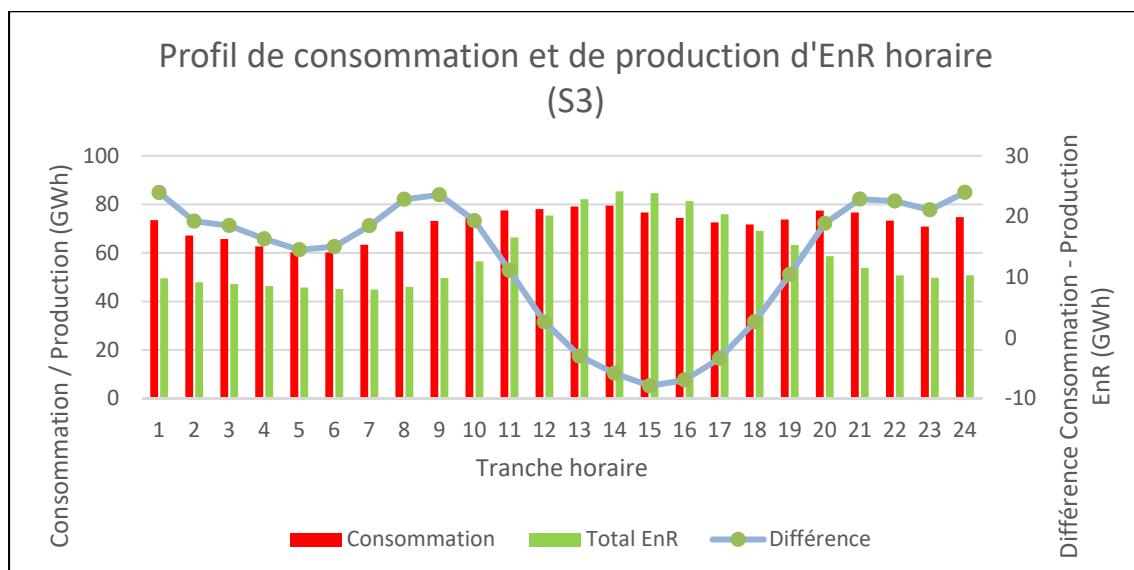


Figure A-IX-2 Profil de consommation et de production d'EnR horaire du scénario S3

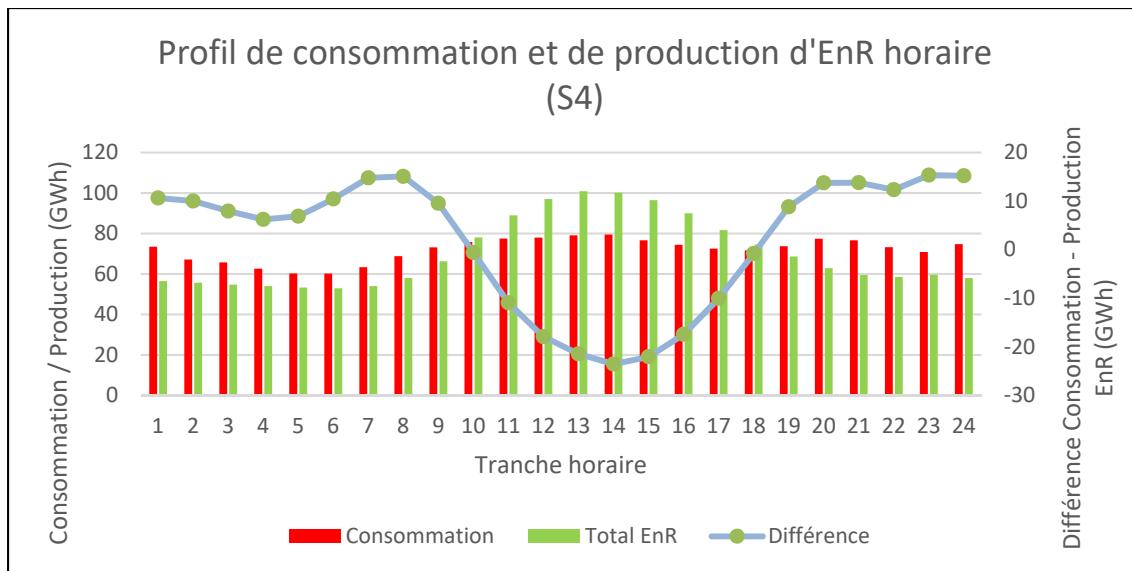


Figure A-IX-3 Profil de consommation et de production d'EnR horaire du scénario S4

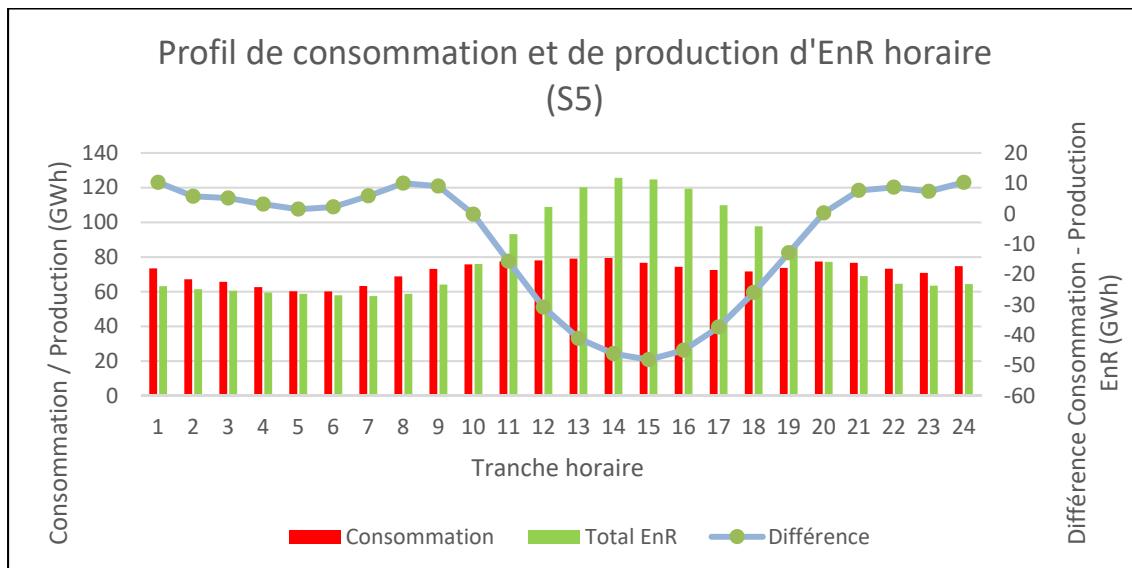


Figure A-IX-4 Profil de consommation et de production d'EnR horaire du scénario S5

ANNEXE X

DÉPASSEMENT DE LA CONSOMMATION CRITIQUE D'EFFACEMENT (DÉCEMBRE ET FÉVRIER)

Tableau A-X-1 Nombre d'épisodes de dépassement de la consommation critique d'effacement pour le mois de décembre

Tranche horaire	Scénario de référence	Décembre		
		Report intégral	Report partiel	Suppression du report
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	9	0	0	0
9	11	0	0	0
10	12	1	1	1
11	12	0	0	0
12	12	9	7	0
13	12	11	7	0
14	7	7	0	0
15	0	0	0	0
16	0	0	0	0
17	0	0	0	0
18	13	12	8	2
19	19	10	9	9
20	14	7	1	1
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
Total	121	57	33	13

Tableau A-X-2 Nombre d'épisodes de dépassement de la consommation critique d'effacement pour le mois de février

Tranche horaire	Février			
	Scénario de référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
0	10	10	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	7	0	0	0
8	15	6	6	6
9	22	8	8	8
10	23	11	11	11
11	22	10	10	10
12	22	15	14	11
13	17	16	15	10
14	14	14	9	3
15	8	8	1	0
16	2	2	0	0
17	1	1	0	0
18	11	11	4	0
19	26	16	15	15
20	23	14	11	11
21	11	11	7	0
22	0	0	0	0
23	11	11	6	0
Total	245	164	117	85

ANNEXE XI

COMPARAISON DES MÉTHODES D'EFFACEMENT DE CONSOMMATION

Tableau A-XI-1 Volume annuel de sous-production (TWh) selon l'effacement simulé

Scénario	Méthode d'effacement			
	Référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
S1 Nucléaire	0,287	0,289	0,278	0,288
S2 Nucléaire	1,251	1,177	1,058	1,033
S3 Nucléaire	1,972	1,913	1,684	1,536
S4 Nucléaire	2,617	2,587	2,262	2,087
S5 Nucléaire	5,931	5,973	5,402	5,060
S1 Hydro	0,173	0,156	0,067	0,051
S2 Hydro	0,731	0,704	0,464	0,352
S3 Hydro	1,655	1,636	1,319	1,123
S4 Hydro	3,385	3,412	3,001	2,741
S5 Hydro	5,931	5,973	5,402	5,060
S1 Charbon	0,038	0,040	0,024	0,023
S2 Charbon	1,241	1,191	1,014	0,955
S3 Charbon	1,483	1,468	1,222	1,080
S4 Charbon	2,224	2,194	1,883	1,707
S5 Charbon	5,931	5,973	5,402	5,060

Tableau A-XI-2 Nombre d'heures de sous-production selon l'effacement simulé

Scénario	Méthode d'effacement			
	Référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
S1 Nucléaire	162	152	146	150
S2 Nucléaire	468	471	429	403
S3 Nucléaire	578	588	540	503
S4 Nucléaire	632	629	592	566
S5 Nucléaire	1040	1 053	1008	972
S1 Hydro	93	98	57	44
S2 Hydro	247	266	220	182
S3 Hydro	456	471	428	403
S4 Hydro	694	708	675	641
S5 Hydro	1040	1 053	1008	972
S1 Charbon	50	41	27	26
S2 Charbon	407	419	356	330
S3 Charbon	434	449	417	371
S4 Charbon	529	535	503	480
S5 Charbon	1040	1 053	1008	972

Tableau A-XI-3 Volume annuel de surproduction (TWh) selon l'effacement simulé

Scénario	Méthode d'effacement			
	Référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
S1 Nucléaire	0,000	0,000	0,000	0,000
S2 Nucléaire	0,118	0,118	0,118	0,118
S3 Nucléaire	0,783	0,784	0,784	0,787
S4 Nucléaire	4,783	4,788	4,801	4,811
S5 Nucléaire	23,252	23,223	23,269	23,331
S1 Hydro	0,000	0,000	0,000	0,000
S2 Hydro	0,000	0,000	0,000	0,000
S3 Hydro	0,103	0,103	0,103	0,103
S4 Hydro	2,842	2,845	2,846	2,855
S5 Hydro	23,252	23,223	23,269	23,331
S1 Charbon	0,000	0,000	0,000	0,000
S2 Charbon	0,021	0,021	0,021	0,021
S3 Charbon	0,296	0,296	0,297	0,299
S4 Charbon	2,978	2,988	2,990	2,993
S5 Charbon	23,252	23,223	23,269	23,331

Tableau A-XI-4 Nombre d'heures de surproduction selon l'effacement simulé

Scénario	Référence	Report intégral	Report partiel	Suppression du report
S1 Nucléaire	0	0	0	0
S2 Nucléaire	77	77	77	77
S3 Nucléaire	276	278	278	282
S4 Nucléaire	902	902	904	910
S5 Nucléaire	1 733	1 729	1738	1 750
S1 Hydro	0	0	0	0
S2 Hydro	0	0	0	0
S3 Hydro	56	56	56	56
S4 Hydro	603	603	604	607
S5 Hydro	1 733	1 729	1738	1 750
S1 Charbon	0	0	0	0
S2 Charbon	20	20	20	20
S3 Charbon	145	145	146	146
S4 Charbon	627	633	635	637
S5 Charbon	1 733	1 729	1738	1 750

ANNEXE XII

DÉSÉQUILIBRE À L'ISSUE DE L'OPTIMISATION DU TAUX DE PÉNÉTRATION MAXIMAL

Tableau A-XII-1 Part des volumes de sous-production (par rapport à la consommation totale annuelle) pour les scénarios basés sur le nucléaire

Scénario	160	170	180	190
80 000	0,082%	0,059%	0,064%	0,055%
75 000	0,095%	0,078%	0,073%	0,075%
70 000	0,129%	0,100%	0,108%	0,087%
65 000	0,150%	0,117%	0,117%	0,106%
60 000	0,169%	0,138%	0,149%	0,135%

Tableau A-XII-2 Part des volumes de surproduction (par rapport à la consommation totale annuelle) pour les scénarios basés sur le nucléaire

Scénario	160	170	180	190
80 000	0,011%	0,010%	0,019%	0,078%
75 000	0,011%	0,010%	0,019%	0,068%
70 000	0,011%	0,011%	0,018%	0,060%
65 000	0,011%	0,011%	0,017%	0,059%
60 000	0,012%	0,012%	0,018%	0,056%

Tableau A-XII-3 Part des volumes de sous-production (par rapport à la consommation totale annuelle) pour les scénarios basés sur l'hydroélectricité

Scénario	200	210	220	230
30 000	0,020%	0,017%	0,015%	0,012%
25 000	0,073%	0,058%	0,048%	0,031%
20 000	0,208%	0,174%	0,144%	0,093%
15 000	0,453%	0,394%	0,339%	0,244%

Tableau A-XII-4 Part des volumes de surproduction (par rapport à la consommation totale annuelle) pour les scénarios basés sur l'hydroélectricité

Scénario	200	210	220	230
30 000	0,001%	0,003%	0,007%	0,106%
25 000	0,001%	0,004%	0,009%	0,123%
20 000	0,003%	0,006%	0,011%	0,161%
15 000	0,005%	0,009%	0,037%	0,190%

Tableau A-XII-5 Part des volumes de sous-production (par rapport à la consommation totale annuelle) pour les scénarios basés sur les centrales à charbon

Scénario	160	170	180	190
80 000	0,116%	0,066%	0,056%	0,043%
75 000	0,161%	0,092%	0,067%	0,062%
70 000	0,195%	0,123%	0,095%	0,075%
65 000	0,237%	0,156%	0,131%	0,090%
60 000	0,281%	0,196%	0,165%	0,120%

Tableau A-XII-6 Part des volumes de surproduction (par rapport à la consommation totale annuelle) pour les scénarios basés sur les centrales à charbon

Scénario	160	170	180	190
80 000	0,021%	0,018%	0,050%	0,221%
75 000	0,027%	0,019%	0,029%	0,183%
70 000	0,035%	0,021%	0,028%	0,145%
65 000	0,041%	0,025%	0,029%	0,119%
60 000	0,048%	0,031%	0,033%	0,098%

ANNEXE XIII

VOLUMES ÉCRÊTÉS ET PRODUITS PAR DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES ENRI

Tableau A-XIII-1 Volumes écrêtés par différentes technologies pour chacun des scénarios simulés

		Volume éolien terrestre écrêté (GWh)	Volume éolien maritime écrêté (GWh)	Volume solaire écrêté (GWh)	Volume d'EnRI écrêtée (GWh)
Nucléaire	80 - 160	25,1	34,0	80,8	139,9
	80 - 170	26,9	38,4	81,3	146,6
	75 - 170	27,4	39,1	82,8	149,3
	80 - 180	64,9	83,8	184,0	332,7
	75 - 180	61,9	79,9	179,7	321,6
Hydro	30 - 200	3,3	5,4	9,0	17,6
	25 - 200	7,0	11,4	21,5	39,9
	30 - 210	74,9	93,7	188,7	357,2
	25 - 210	87,7	111,0	227,0	425,7
	30 - 220	108,0	144,4	274,9	527,2
	25 - 220	105,4	142,6	278,2	526,2
Charbon	80 - 170	53,1	63,7	94,9	211,7
	75 - 180	96,3	108,4	202,3	407,0

Tableau A-XIII-2 Volumes produits par différentes technologies pour chacun des scénarios simulés

		Volume éolien terrestre total (TWh)	Volume éolien maritime total (TWh)	Volume solaire total (TWh)	Volume d'EnRI total (TWh)
Nucléaire	80 - 160	129,5	140,9	87,8	358,2
	80 - 170	140,3	161,0	87,8	389,1
	75 - 170	140,3	161,0	87,8	389,1
	80 - 180	151,1	161,0	94,4	406,5
	75 - 180	151,1	161,0	94,4	406,5
Hydro	30 - 200	161,9	201,3	101,4	464,6
	25 - 200	161,9	201,3	101,4	464,6
	30 - 210	183,4	201,2	114,7	499,4
	25 - 210	183,4	201,2	114,7	499,3
	30 - 220	183,4	221,3	121,4	526,1
	25 - 220	183,4	221,3	121,4	526,1
Charbon	80 - 170	140,3	161,0	87,8	389,0
	75 - 180	151,0	160,9	94,4	406,4

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Actu environnement. Août 2021. « *Flexibilité et service réseau : quelle place pour l'éolien ?* ». En ligne. <<https://www.actu-environnement.com/ae/dossiers/eolien-fée-territoire/Flexibilite-service-reseau-place-eolien.php>>.
- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME). 2011. *Les systèmes de stockage d'énergie*. Angers : ADEME, 32 p.
- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME). 2014. *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire*. ADEME, GrDF et GRTgaz, 238p.
- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME). 2015. *Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations*. Angers : ADEME, 166 p.
- Agence Internationale de l'Energie (IEA). 2012. *Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System*. Paris : Agence Internationale de l'Energie (IEA).
- Agence Internationale de l'Energie (IEA). 2020a. Décembre 2020. *Global energy and CO2 emissions in 2020*. En ligne. <<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020/global-energy-and-co2-emissions-in-2020>>.
- Agence Internationale de l'Energie (IEA). 2020b. Janvier 2021. *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. En ligne. <<https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>>.
- André, T., Gibb, D., Murdock, E. H., & Swenson, A. 2020. *Renewables 2020 Global status Report*. Paris: REN21, 367 p.
- Ardelean, M., & Minnebo, P. 2017. *A China-EU electricity transmission link*. Luxembourg Commission européenne, 105 p.
- Beck, S., Ribon, O., & Riedinger, N. 2020. *Chiffres clés de l'énergie, Edition 2020*. Paris Ministère de la Transition Ecologique, 80 p.
- Bendl, J., Chomat, M., & Schreier, L. 2005. Reduction of flicker effect in wind power plants with doubly fed machines, 5 p.
- Bridier, L. 2016. *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente* (Rapport de thèse, Université de la Réunion, France), 229 p.

- Cany, C. 2017. *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité* (Rapport de thèse, Université Paris-Saclay, Paris), 347 p.
- Choho, A. M. 2013. *Major Innovations in PWR Load Follow Operations by AREVA* Paris: AREVA, 30 p.
- Cloutier, L. 2018, 3 janvier. Hydro-Québec a eu recours à sa centrale d'appoint de Bécancour. *Le journal de Montréal*.
- Commission de Régulation de l'Energie (CRE). 2019. Janvier 2021. *Interconnexions*. En ligne. <<https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/interconnexions>>.
- Commission européenne. 2019. *Quatrième rapport sur l'union de l'état de l'énergie*. Bruxelles : Commission européenne.
- Connaissances des énergies. 2013. Janvier 2021. *CAES, stockage par air comprimé*. En ligne. <<https://www.connaissancesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>>.
- Connaissances des énergies. 2014. Mai 2021. *Électricité : à combien s'élèvent les pertes en ligne en France ?* En ligne. <<https://www.connaissancesenergies.org/electricite-a-combien-s-elevent-les-pertes-en-ligne-en-france-140520>>.
- Connaissances des énergies. 2017. Janvier 2021. *La « batterie géante » de Tesla mise en service dans le sud de l'Australie*. En ligne. <<https://www.connaissancesenergies.org/la-batterie-geante-de-tesla-mise-en-service-dans-le-sud-de-lastralie-171204>>.
- Deloitte. 2019. *Assessing the flexibility of coal-fired power plants for the integration of renewable energy in Germany*. Paris : Deloitte, 70 p.
- Deutscher Wetterdienst. 2018. *Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren (Réduction des risques (liés à la météo) concernant la production d'électricité grâce à l'utilisation combinée de l'éolien et du photovoltaïque)*. Offenbach : Deutscher Wetterdienst.
- Dione, M. 2020. *Prévision court terme de la production éolienne par Machine learning* (Rapport de thèse, Institut Polytechnique de Paris, Paris), 151 p.
- Direction générale de l'énergie et du climat. 2014. *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*. Paris : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 194 p.

- Dong, Y., Jiang, X., Liang, Z., & Yuan, J. 2018. Coal power flexibility, energy efficiency and pollutant emissions implications in China: A plant-level analysis based on case units. *Resources, Conservation & Recycling*, 134, 184-195.
- ENEA Consulting. 2012. *Le stockage d'énergie : enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation*. Paris : ENEA Consulting, 18 p.
- ENEA Consulting. 2014. *Les moyens de production d'énergie électriques et thermiques*. Paris : ENEA Consulting.
- Enerdata. 2019. Janvier 2021. *L'envol du gaz aux Etats-Unis et en Chine modifie-t-il le marché ?* En ligne. <<https://www.enerdata.fr/publications/breves-energie/augmentation-gaz-usa-chine.html>>.
- Foucault, F. 2016. *Optimisation de l'implantation de centrales éoliennes dans l'environnement d'un marché à prix locaux* (Rapport de thèse, Université Paris sciences et lettres, Paris), 212 p.
- France Energie Eolienne. 2021. Décembre 2021. *Éolien en mer flottant*. En ligne. <<https://fee.asso.fr/eolien-en-mer/eolien-en-mer-flottant/>>.
- Gendron, C., & Ahajjam, A. 2020. *Les projets chinois de lignes électrique à ultra haute tension*. Paris : Mines ParisTech, 51 p.
- Gomez, L. M. R. 2012. *Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques* (Rapport de thèse, Université de Grenoble, Grenoble), 250 p.
- Gonzalez-Salazar, M. A., Kirsten, T., & Prchlik, L. 2018. Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1497-1513.
- Gouvernement (France). 2020. Décembre 2020. *Des mesures pour réduire la part du nucléaire à 50% à l'horizon 2025*. En ligne. <<https://www.gouvernement.fr/des-mesures-pour-reduire-la-part-du-nucleaire-a-50-a-l-horizon-2025>>.
- Guo, Y., Wu, Q., & Zeng, Q. 2018. *WP3: Flexibility and Ramping Requirements*. Lyngby: Technical University of Denmark (DTU), 22 p.
- Henderson, C. 2014. *Increasing the flexibility of coal-fired power plants*. Paris : Agence Internationale de l'Energie (IEA), 57 p.
- Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O. 2014. Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74 (2014), 925-939.

Horsin Molinaro, H., & Multon, B. 2019. *Technologies des systèmes de stockage de l'énergie électrique*. Paris : Ecole Normale Supérieure Paris-Saclay, 15 p.

International Electrotechnical Commission (IEC). 2008. *Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines* Norme IEC 61400-21. Genève IEC, 15 p.

International Electrotechnical Commission (IEC). 2021. Janvier 2021. *World plugs*. En ligne <<https://www.iec.ch/world-plugs>>.

Jancovici, J. M. 2014. Janvier 2021. *Pourrait-on alimenter la France en électricité uniquement avec de l'éolien ?* En ligne. <<https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/pourrait-on-alimenter-la-france-en-electricite-uniquement-avec-de-leolien/>>.

Jancovici, J. M. 2017. Février 2021. *100% renouvelable pour pas plus cher, fastoche ?* En ligne. <<https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/100-renouvelable-pour-pas-plus-cher-fastoche/>>.

Jin, Y., Peng, W., & Urpelainen, J. 2020. An ultra-low emission coal power fleet for cleaner but not hotter air. *Environmental Research Letters* 15, 5 p.

Kies, A., Nag, K., Von Bremen, L., Lorenz, E., & Heinemann, D. 2015. Investigation of balancing effects in long term renewable energy feed-in with respect to the transmission grid. *Advances in Science & Research*, 12, 91–95.

Korsaga, E., Koalaga, Z., Bonkougou, D., & Zougmore, F. 2018. Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne. *Journal International de Technologie, de l'Innovation, de la Physique, de l'Energie et de l'Environnement*, 4, n°1, 3, 25 p.

Lassonde, S. 2018. *Potentiels et limites météorologiques et climatiques d'un foisonnement des énergies renouvelables* (Rapport de thèse, Université Paris-Saclay, Paris), 269 p.

Le Journal de l'éolien. 2020. Décembre 2020. *Les outils de prévision météorologique*. En ligne. <<http://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/les-outils-de-prevision-meteorologique/>>.

Le Journal de l'éolien. 2021. Janvier 2021. *La puissance éolienne en France*. En ligne. <<http://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/la-puissance-eolienne-en-france/>>.

Lokhov, A. 2011a. *Suivi de charge dans les centrales nucléaires*. Boulogne-Billancourt : Division du développement nucléaire de l'Agence pour l'Energie Nucléaire (AEN), 4 p.

- Lokhov, A. 2011b. *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*. Boulogne-Billancourt : Agence pour l'énergie nucléaire (NEA), 53 p.
- Lorenczik, S., & Keppler, J. H. 2020. *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris : International Energy Agency
- Marin, D. H. 2009. *Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires* (Rapport de thèse, Ecole Centrale de Lille, Lille), 182 p.
- Ministère de la Transition Ecologique. 2021a. Janvier 2021. *Eolien en mer*. En ligne. <<https://www.ecologie.gouv.fr/eolien-en-mer-0#e2>>.
- Ministère de la Transition Ecologique. 2021b. Arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie (2021).
- Na, C., Yuan, J., Zhu, Y., & Xue, L. 2018. Economic Decision-Making for Coal Power Flexibility Retrofitting and Compensation in China. *Sustainability*, 10(2), 22 p.
- Pinder, J., & Loisel, R. 2019. *Impacts du développement des énergies renouvelables intermittentes sur l'équilibre du système électrique français*. Nantes : LEMNA – Université de Nantes.
- Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE). 2018. *Stratégie française pour l'énergie et le climat*. France : Ministère de la transition écologique et solidaire.
- Puissant, D., 2021. Entretien sur les caractéristiques des centrales nucléaires : cas particulier de la centrale de Fessenheim.
- Renaud, A., & Fournié, L.(2013. *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), 236 p.
- Renewable Ninja. 2021. Mai 2021. En ligne. <Renewables.ninja>.
- Réseau de transport d'électricité (RTE). 2009. *Rapport annuel sur la qualité de l'électricité, Résultats 2009*. Paris : RTE, 10 p.
- Réseau de transport d'électricité (RTE). 2019a. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Edition 2019*. Paris RTE.
- Réseau de transport d'électricité (RTE). 2019b. *Bilan électrique 2019*. Paris : Direction innovation et données RTE, 173 p.
- Réseau de transport d'électricité (RTE). 2020. Janvier 2021. *Les interconnexions au service d'une Europe de l'électricité solidaire*. En ligne. <<https://www.rte-france.com/acteur-majeur-europe-electricite/les-interconnexions-service-europe-electricite-solidaire>>.

- Réseau de transport d'électricité (RTE). 2021a. Janvier 2021. Prévisions de consommation. En ligne. <<https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/previsions-de-consommation.html>>.
- Réseau de transport d'électricité (RTE). 2021b. *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »*. La Défense : RTE.
- Robyns, B., Davigny, A., Saudemont, C., Ansel, A., Courtecuisse, V., François, B., . . . Deuse, J. 2006. *Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie* présentée à Journée du Club EEA "Ouverture des marchés de l'électricité", Supélec, Gif-sur-Yvette, 16 p.
- Rousse, D. R. 2020. *ENR810 : Energies Renouvelables* École de technologie supérieure.
- Sabourin, M. 2020. *ENR855 : Energie hydraulique*. École de technologie supérieure.
- Siapartners. 2018. *La modularité du parc nucléaire français dans la transition énergétique : focus sur le suivi de charge*. En ligne. <<https://www.sia-partners.com/fr/actualites-et-publications/de-nos-experts/la-modularite-du-parc-nucleaire-francais-dans-la>>.
- Siapartners. 2021. Janvier 2021. *Stockage d'électricité par STEP : des solutions pour accompagner les prochaines étapes de la transition énergétique ?* En ligne. <<https://www.sia-partners.com/fr/actualites-et-publications/de-nos-experts/stockage-delectricite-par-step-des-solutions-pour>>.
- Sjoerd Brouwer, A., Van den Broek, M., Seebregts, A., & Faaij, A. 2015. Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. *Applied Energy*, 156, 107-128.
- Ssekulima, E. B., Anwar, M. B., Al Hinai, A., & El Moursi, M. S. 2013. Wind Speed and Solar Irradiance Forecasting Techniques for Enhanced Renewable Energy Integration with the Grid; A Review. *IET Renewable Power Generation*, 10(7).
- Statista. 2019. Janvier 2021. *Pays consommant les plus grandes parts d'énergie primaire dans le monde en 2018*. En ligne. <<https://fr.statista.com/statistiques/571272/pays-consommant-le-plus-d-energie-en>>.
- U.S. Department of Energy. 2016. *Hydropower Vision: A New Chapter for America's First Renewable Electricity Source*. Washington: U.S. Department of Energy.
- U.S. Department of Energy. 2018. *2017 Hydropower Market Report*. Washington: U.S. Department of Energy, 108 p.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). 2020. *Country Analysis Executive Summary: China*. Washington DC : EIA.

- Ueckerdt, F., Brecha, R., & Luderer, G. 2015. Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems. *Renewable Energy*, 81 (2015), 1-10.
- Vassilopoulos, P. 2007. *Les prix des marchés de gros de l'électricité donnent-ils les bons signaux et les bonnes incitations pour l'investissement en capacité de production électrique ?* (Rapport de thèse, Université Paris-Dauphine, Paris), 256 p.
- Voorspoels, K. R., & D'haeseleer, W. D. 2005. An analytical formula for the capacity credit of wind power. *Renewable Energy*, 31 (2005), 45-54.