



**HAL**  
open science

# Intégration du renouvelable et stratégie de déploiement du réseau électrique : réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs de long terme

Vincent Krakowski

## ► To cite this version:

Vincent Krakowski. Intégration du renouvelable et stratégie de déploiement du réseau électrique : réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs de long terme. Modélisation et simulation. PSL Research University, 2016. Français. NNT : 2016PSLEM025 . tel-01557528v1

**HAL Id: tel-01557528**

**<https://pastel.hal.science/tel-01557528v1>**

Submitted on 6 Jul 2017 (v1), last revised 27 Jul 2018 (v2)

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# THÈSE DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres  
PSL Research University

Préparée à MINES ParisTech

## Intégration du renouvelable et stratégies de déploiement du réseau électrique : réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs de long terme

**Ecole doctorale n°84**

Sciences et technologies de l'information et de la communication

**Spécialité « Contrôle, Optimisation, Prospective »**

**Soutenue par Vincent  
KRAKOWSKI  
le 06 décembre 2016**

Dirigée par **Nadia MAÏZI**

### COMPOSITION DU JURY :

M. Patrick CRIQUI  
CNRS-Université de Grenoble,  
Rapporteur et président du jury

M. Damien ERNST  
Université de Liège, Rapporteur

Mme Nadia MAÏZI  
MINES ParisTech PSL, Membre du jury

M. Vincent MAZAURIC  
Schneider Electric, Membre du jury

M. Edi ASSOUMOU  
MINES ParisTech PSL, Membre du jury

M. Marco BARONI  
Agence Internationale de l'Energie,  
Membre du jury





*A Paulette et Rambo,*

## Remerciements

Malgré le caractère apparemment jovial et enfantin de l'exercice, les remerciements n'en constituent pas moins une partie essentielle du manuscrit quand on sait que c'est généralement celle qui est la plus lue, si ce n'est la seule. Une étude très sérieuse publiée dans Nature a même montré que la carrière des chercheurs et chercheuses était principalement conditionnée par la qualité des remerciements. Je vais donc m'y appliquer avec le plus grand soin.

Je tiens pour commencer à saluer la patience de mes deux rapporteurs, Patrick Criqui et Damien Ernst, qui ont eu la lourde tâche de devoir lire les 300 pages de mon manuscrit afin d'évaluer la pertinence de ce travail. Il semblerait qu'ils ne l'aient ni égaré ni détesté puisqu'ils sont même venus jusqu'à Sophia-Antipolis, fort loin de leurs contrées respectives, pour me regarder en parler pendant 45 minutes ! Un grand merci pour leurs commentaires, leurs remarques constructives ainsi que pour leurs questions des plus éclairantes. J'en profite pour remercier vivement Marco Baroni d'être également venu assister à ma soutenance en tant que membre du jury et pour son intérêt pour mon travail.

Cette thèse s'est avant tout déroulée grâce au soutien incondicional de ma directrice de thèse, Nadia Maïzi, toujours derrière moi dans les moments difficiles, relisant les ultimes versions du manuscrit encore et encore. Cette thèse n'a peut-être pas toujours pris le chemin que Nadia escomptait initialement mais elle a su l'orienter avec perspicacité de telle sorte que les sujets essentiels soient malgré tout au cœur de mon travail. Il faut du courage (et un brin de folie ?) pour aller au bout de ses intuitions et de ses convictions, parfois contre vents et marées, et c'est notamment cela qui permet au CMA de proposer des approches tout à fait originales, pluridisciplinaires et qui viennent bousculer les codes classiques de la prospective. Merci Nadia d'avoir fait en sorte que cette aventure soit possible, merci de m'avoir fait confiance.

Bien que sur le papier, Nadia était ma seule directrice, cette thèse n'aurait pu voir le jour sans les brillantissimes (et souvent incomprises) contributions de Vincent Mazauric et sa fructueuse collaboration avec le CMA. De son incroyable capacité à comprendre les phénomènes physiques les plus divers, est née la géniale idée que le système électrique pouvait être abstrait par une description issue de la physique statistique quantique : le modèle d'Ising. Je ne suis toujours pas certain d'avoir saisi en profondeur ce que pouvait signifier une telle chose, toujours est-il que je suis aujourd'hui persuadé de la puissance de cette intuition et que le travail initié dans cette thèse n'est qu'un tout premier aperçu des possibilités offertes par cette approche. Merci Vincent pour tes explications qui m'ont permis de comprendre le sens physique de tes idées et de me les approprier, merci également bien sûr pour tes relectures, tes conseils et ta participation au jury de thèse.

Sur les aspects de modélisation pure c'est à Edi Assoumou que je dois certainement le plus. Pas seulement parce que j'ai repris le modèle qu'il avait développé durant sa propre thèse (et continué à développer depuis), mais aussi et surtout pour sa présence, son aide pour la prise en main du modèle TIMES, pour nos nombreuses et très enrichissantes discussions sur les résultats que j'obtenais, sur les bugs les plus incompréhensibles et sur la meilleure manière de présenter les idées au sein des papiers de recherche. Edi fut véritablement un mentor pour moi durant mes 4 années passées au CMA. Je me souviendrai également de nos quelques jours passés ensemble à Dubrovnik pour la 10<sup>ème</sup> conférence de SDEWES comme d'un très bon moment de mon passage au CMA.

Pour continuer sur les personnes qui m'ont aidé sur le plan technique, je dois un grand merci à Jean-Paul Marmorat, toujours disponible pour discuter des aspects les plus mathématiques de mon travail et qui m'a énormément appris sur le plan de la programmation. J'espère que, notamment grâce à lui, les codes Matlab développés pour calculer l'indicateur de synchronisme pourront être réutilisés par d'autres que moi. Merci à Gilles Guerassimoff pour son aide sur les données hydrauliques lorsque je décortiquais la base de données Platts, à Sophie Demasse pour ses retours d'une grande pertinence suite à mes présentations et à Sandrine Selosse pour nos discussions sur le modèle TIMES.

Merci également à mes amis et collègues, Sébastien Postic et François Briens : Sébastien pour tous les outils que tu m'as transmis (tes macros Excel qui permettent de faire de superbes graphes en 2 clics de souris) et pour la formation au SIG que j'ai pu valoriser sur le tard ; et François pour notre modeste travail en commun qui fut une expérience de recherche très gratifiante. Merci aussi bien sûr pour la découverte de la décroissance et toutes les saines lectures que tu m'as proposées.

Et bien sûr, merci à mes prédécesseuses et amies, Stéphanie Bouckaert et Mathilde Drouineau dont j'ai réutilisé une grande partie du travail, qui m'ont aidé à le comprendre et à me l'approprier. Je me suis « tenu sur leurs épaules » durant tout le temps de ma thèse. Je me souviens d'ailleurs assez nettement que c'est suite à la soutenance de Mathilde que l'idée à commencer à germer en moi de faire une thèse au CMA, en espérant alors que ce soit sur un sujet similaire.

Sur des aspects plus administratifs (et tout aussi essentiels dans la vie d'un thésard !), un immense merci à Amel Sahli et Catherine Auguet-Chadaj pour avoir géré les aspects logistiques, financiers et autres emberlificotements liés à ma paie, à mes déplacements etc. le tout avec une efficacité et une jovialité tout à fait exceptionnelles.

Merci également à Valérie Roy (notre responsable des doctorants préférée) pour le suivi de mon inscription, de mes réinscriptions et pour avoir été vigilante sur les délais quand moi-même j'avais la tête ailleurs. Nos discussions passionnées quand je venais te saluer à ton bureau le matin me manqueront.

Merci à Sébastien Folio et à Damien Corral pour leur précieuse aide concernant les méandres redoutables de l'informatique.

Merci à toutes celles et tous ceux avec qui j'ai eu le privilège de partager un bureau (Steph, Paul, Seb P., François, Thomas, Rémy, Elise, Ariane, Seb F. et Ankinée) pour les moments de galère, de joie et pour tous nos fous rires partagés.

Pour finir sur les remerciements concernant le CMA, un merci général à toutes les personnes qui y sont passées entre 2013 et 2016 (permanent.e.s, postdocs, thésard.e.s, stagiaires et mastères) pour les moments de convivialité partagés, ce fut toujours un plaisir d'y travailler dans une ambiance de bonne humeur et de douce et saine folie ! Beaucoup de courage et de réussite aux futur.e.s docteur.e.s (Thomas, Gratien, Jérôme, Seungwoo, Rémy, Elise et Ariane), dans les moments de doute n'oubliez pas que même moi je l'ai fait ! Bonne continuation à nos 2 postdocs Ankinée et Antoine, je suis persuadé que vous ferez une brillante carrière dans la recherche, et également à la promotion OSE 2016 qui m'a aidé à finir cette thèse en beauté !

Mon aventure dans le sud ne s'est bien entendu pas limitée aux bureaux et au patio du CMA. Alors par ordre d'éloignement géographique :

Merci aux collègues doctorant.e.s des autres labos, une spéciale dédicace au bureau PERSEE que je suis venu perturber plus d'une fois (notamment Etta, Fiona, Ghislain, Lucia et Thibaut) ainsi qu'à l'équipe MSV 2013-2014 (Ahmed, Jérôme, José, Lucas, Valentine et Yamina) avec qui nous avons organisé une sympathique escapade au refuge des Merveilles et d'autres activités des plus réjouissantes. Et surtout merci à l'équipe Ultimate Frisbee du jeudi (la liste des noms serait cette fois trop nombreuse pour l'énumérer...) pour nos parties endiablées, merci notamment à Etienne et à Cédric pour vos cours qui nous ont bien fait progresser (non pas que nous soyons devenus bons mais nous partions de vraiment très bas...).

Merci aussi à toutes celles et tous ceux avec qui j'ai eu le plaisir d'aller courir par-delà les sentiers boueux de la belle Valmasque (notamment Lyliane et Patrick aux Mines ainsi que Céline, Karine, Sarah et Yvonnick, mes ex-collègues de l'ADEME) pour ces moments de détente au milieu de la nature.

De l'autre côté de la Brague, réside un petit quartier paisible de Valbonne nommé Garbejaire. J'y ai passé un certain temps, accroché aux murs de la petite mais non moins conviviale salle d'escalade du COV. Merci notamment à Clément, Lilian, Adri, Marie-Doa, Simon et tous les autres dont je ne me souviens plus le nom, pour ces bons moments passés dans cette salle à l'odeur douteuse et à l'humeur joyeuse. Merci aussi à mes collègues et autres colocs de m'y avoir accompagné, d'avoir perdu leurs bras et épaules à mes côtés. Une mention toute particulière à Capucine et Anne-France qui y ont fait leurs premières armes et sont aujourd'hui des grimpeuses accomplies !

Parlant de Garbejaire, je remercie également Sandrine, Johann, Clément et la petite dernière, Juliette, pour leur accueil toujours chaleureux, leurs alcools toujours goûtus, leurs petits plats préparés avec amour (et avec les légumes de l'AMAP) et pour leur matelas quand j'avais la flemme de rentrer. A quand la prochaine soirée philo ??

Encore merci à Sandrine, et à Cécile, Sylvain et Gaëlle pour leur gestion exemplaire de l'AMAP. Merci à Laurent de nous avoir nourri avec ses légumes bio et locaux ainsi qu'à tous les producteurs de fruits, d'œufs, de fromage, poulets et autres victuailles, pain, bière, j'en passe et des meilleurs, qui ont grandement contribué à mes apports caloriques ces dernières années avec une alimentation de qualité ! Un petit clin d'œil à Emmanuelle qui a rendu tout cela possible...

Passons maintenant aux choses peu sérieuses, c'est-à-dire les plus importantes : Mille merci à toutes celles et tous ceux qui ont partagé mon quotidien à la coloc, la MdB pour les intimes, j'en ai tellement de bons souvenirs qu'ils me dureront toute une vie ! La liste est longue mais je tiens à citer tout le monde, alors par ordre approximatif d'arrivée, merci à Alexis, Ben, Steph (merci de m'avoir fait rentrer dans cette grande famille), Tommy, Anne, Manue, Vivi, Clément, Camille, Raph, Théo, Seb, Tiphaine, Mat, Capu, Val, Vic, Paul, Jérôme, Manon, Daria, Vadim, Fiona, Geo, Clem, Greg, Marie, Wolf, Thibaud, Kévin, Adrien et Maude, liste à laquelle il faut ajouter nos squatteuses officielles : Julie et Marion (même si tu nous as piqué nos colocs !). Merci pour nos soirées déguisées, nos soirées pyjamas, les repas de coloc et autres anniversaires, les sorties en montagne en toutes saisons, les sorties escalade, via ferrata ou encore canyoning, les escapades à la Brague, les brunchs dans le jardin, bref pour notre joyeuse folie qui a certainement beaucoup joué pour que je tienne le coup dans les moments les plus durs. Un merci tout spécial pour vos films dignes des meilleures palmes que vous réalisés pour mes 29 et mes 30 ans (la bienséance m'empêche de parler ici du kidnapping...). Et félicitations pour l'organisation de l'apothéose finale, notre soirée de thèse/départ à

Fiona et moi, ce fut du grand n'importe quoi comme on l'aime ! Bonne continuation à la nouvelle équipe, continuez à faire vivre la MdB dans ce bel esprit de partage, de simplicité et de bonne humeur qui la caractérise. De toute façon, vous me reverrez : coloc un jour, coloc toujours !

Merci à Trami, ma colosœur, pour m'avoir fait découvrir mes origines vietnamiennes, pour nos sorties grimpe, la soirée au Baou et autres réjouissances et pour nos nombreuses discussions. Je t'attends à Lyon pour continuer tout cela !

Merci à toutes celles et tous ceux venu.e.s de Paris, Lyon, Toulouse, de Suisse et d'ailleurs pour partager mes azuréennes aventures. Notamment à celles et ceux venu.e.s à ma soutenance (Bob, François, Hélène, Mat, Seb, Steph, Val), et à l'ultime soirée (Arnaud, Audrey, Emilie, François, Grand Sage, Guillaume, Hélène, Mat, Mika, Paul, Pothilde, Seb, Stéphanie R., Steph, Théo, Tommy, Val, Victor, Vivi, Yohann).

Merci pour tous les cadeaux que vous m'avez faits, vous avez fait très fort, je crois d'ailleurs que vous avez mis le père Noël au chômage ! Le sac à dos et la Gore Tex ont déjà bien servi, le vélo lui n'attend plus que son propriétaire se motive pour être monté... Un grand merci à François pour ce puzzle en 3D, je sais que tu t'es bien démené pour me trouver les meilleures pièces. Et merci mille fois pour l'album photos, il est tellement beau que j'arrête les gens dans la rue pour le leur montrer ! Merci notamment à Sandrine et Valentine, grandes architectes de ce condensé de souvenirs.

Merci à Hélène, ma conaine, pour ce que tu es, pour notre complicité et notre absurdité partagées, pour tous ces nains qui peuplent notre existence. Et surtout : merci de m'avoir fait découvrir le jeu de société « tarte à la crème » !

Merci à toi Loretta, ma petite sœur du Togo, pour nos weekends toujours ressourçants, nos discussions philosophiques sur la vie et sur le reste. Je te souhaite une très belle route pas toute droite pour la suite.

Merci à l'Altertour, à toutes les petites fourmis qui permettent chaque année que ce formidable voyage ait lieu, à toutes les belles rencontres que j'y ai faites et qui m'ont littéralement donné la force de continuer dans les périodes de doute. Merci notamment à Fiona, François et Thomas d'avoir partagé cette joyeuse escapade avec moi cet été et à Geo, Charlotte, Rieul, Yohann, Audrey, Claire, Mathieu et Brice les années passées.

Merci à ma famille pour son soutien tout au long de cette aventure et surtout pour m'avoir donné les moyens d'en arriver là ! J'ai beau être le grand frère, je ne suis pourtant pas le premier docteur de la famille alors félicitations docteur Krakowski et un grand merci pour nos échanges et notre soutien mutuel dans les périodes de doute, c'est réconfortant de ne pas se sentir seul dans ces moments.

Enfin, merci à Sandrine de m'avoir soutenu tout au long de mes deux dernières années de thèse, sans (presque) jamais râler suite à mes nombreux reports d'échéance finale, merci pour ta patience, pour tes relectures, pour ma 1<sup>ère</sup> répète, et surtout merci pour tous ces bons moments passés ensemble et pour tous les autres à venir, merci à toute ta famille pour son accueil chaleureux et à Joëlle d'être venue à la soutenance. Merci de m'aimer tel que je suis avec mes défauts. Et promis cette année on part en vacances tous les deux !

## Table des matières

Remerciements.....	3
Table des figures.....	11
Table des tableaux.....	21
Liste des acronymes.....	23
Introduction générale.....	26
Organisation du document.....	28
Contributions.....	29
Chapitre 1 : Les enjeux de modélisation du système électrique dans une perspective de long terme.....	32
1-A. Caractéristiques du système électrique.....	32
1-A.1. Description du système électrique.....	32
1-A.2. Contexte de l'évolution du système électrique.....	37
1-B. Intégration du renouvelable variable dans le système électrique.....	48
1-B.1. Impacts du renouvelable variable sur la gestion du système électrique.....	49
1-B.2. Impacts du renouvelable variable sur l'architecture du réseau électrique.....	50
1-C. Prospective et modélisation du système électrique.....	52
1-C.1. La démarche prospective.....	52
1-C.2. L'étude du système électrique en prospective.....	54
Conclusion du chapitre 1.....	57
Chapitre 2 : Fondamentaux du système électrique : du court terme au long terme.....	60
2-A. Fonctionnement du système électrique.....	60
2-A.1. L'équilibre production - consommation en temps réel : conduite et réglages.....	60
2-A.2. La stabilité du système électrique.....	72
2-A.3. Planification et prévisions amont.....	78
2-A.4. Modélisation du système électrique.....	80
2-A.5. Conclusion : un équilibre complexe à la base des grands principes du fonctionnement des systèmes électriques.....	85
2-B. Impacts du renouvelable variable sur le système électrique.....	87
2-B.1. Non corrélation de la production renouvelable variable avec la consommation... ..	87
2-B.2. Moindre prévisibilité des moyens renouvelables variables.....	89
2-B.3. Participation aux services système.....	90
2-B.4. Conclusion sur les impacts du renouvelable variable : des besoins supplémentaires de flexibilité.....	91

2-C.	Représentation du système électrique dans les modèles de prospective.....	92
2-C.1.	Etude des systèmes électriques dans les modèles « classiques » de prospective. .	92
2-C.2.	Couplage « faible » des modèles de prospective avec des modèles dédiés à la représentation du fonctionnement du système électrique.....	96
2-C.3.	Intégration d'éléments propres au fonctionnement des systèmes électriques dans les modèles de prospective.....	98
2-C.4.	Bilan et limites des approches existantes.....	103
	Conclusion du chapitre 2.....	106
Chapitre 3 : Réconciliation de la dynamique de court terme du système électrique et de son évolution de long terme.....		108
3-A.	Indicateurs cinétique et magnétique.....	108
3-A.1.	Approche thermodynamique de l'électromagnétisme et bilan des puissances sur un système électrique.....	109
3-A.2.	Construction des indicateurs cinétique et magnétique.....	111
3-B.	Indicateur de synchronisme.....	115
3-B.1.	Lien entre dimensionnement du réseau électrique et stabilité.....	115
3-B.2.	Equivalence entre l'étude de la stabilité des systèmes électriques et la dynamique de systèmes mécaniques.....	117
3-B.3.	Modèle de Kuramoto et étude de la stabilité des systèmes : rôle de la connectivité algébrique	120
3-B.4.	Formulation énergétique du problème.....	124
3-B.5.	Modèle de Kuramoto du système électrique et conditions suffisantes de stabilité	127
3-B.6.	Calcul de l'indicateur de synchronisme.....	131
3-C.	Un modèle TIMES pour le système électrique français.....	134
3-C.1.	Choix du modèle : un formalisme technologiquement riche et souple d'utilisation	134
3-C.2.	Les grands principes de la modélisation TIMES.....	135
3-C.3.	Présentation du modèle TIMES France pour le secteur électrique.....	140
3-C.4.	Technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	145
3-C.5.	Contraintes sur les technologies modélisées.....	151
3-D.	Implémentation des indicateurs dans les modèles de prospective.....	158
3-D.1.	Calcul des indicateurs cinétique et magnétique en post-traitement du modèle TIMES-FR-ELC.....	158
3-D.2.	Discrétisation du modèle TIMES-FR-ELC pour endogénéiser l'indicateur cinétique	162

3-D.3.	Déclinaison de l'indicateur de synchronisme en post-traitement du modèle TIMES décrivant le secteur électrique français, pour un réseau agrégé.....	166
3-D.4.	Preuve de concept : le cas de l'île de la Réunion.....	170
	Conclusion du chapitre 3.....	183
Chapitre 4 : Déclinaison des indicateurs de fiabilité et de synchronisme : analyse des conditions de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français.....		
4-A.	Corpus d'hypothèses adoptées pour l'exercice prospectif.....	187
4-A.1.	Parc de production existant à l'année de référence.....	187
4-A.2.	Potentiels des différents moyens de production, de stockage, de la modulation de la demande et des interconnexions.....	188
4-A.3.	Prix des combustibles.....	188
4-A.4.	Prix des importations, valorisation des exportations et de la chaleur.....	190
4-A.5.	Emissions de CO <sub>2</sub> des centrales.....	192
4-A.6.	Caractéristiques technico-économiques des technologies.....	192
4-A.7.	Scénarios de demande et élasticité.....	194
4-A.8.	Niveaux d'importations, d'exportations et besoins en chaleur.....	195
4-A.9.	Scénarios de pénétration du renouvelable.....	196
4-B.	De 40% à 100% de renouvelable dans le système électrique français : quel déploiement pour le parc de production ?.....	198
4-B.1.	Influence de la pénétration du renouvelable sur le mix électrique à 2050.....	198
4-B.2.	Baisse de la production avec la pénétration du renouvelable.....	199
4-B.3.	Capacités installées et rythme d'installation.....	201
4-B.4.	Facteurs de charge des moyens thermiques.....	202
4-B.5.	Valorisation du renouvelable variable.....	203
4-B.6.	L'équilibre production – consommation en présence de renouvelable.....	205
4-B.7.	Evaluation du coût de la pénétration du renouvelable.....	208
4-B.8.	Bilan de l'analyse prospective de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français.....	209
4-C.	Une analyse post-traitement des scénarios de pénétration du renouvelable.....	211
4-C.1.	Evolution des réserves cinétique et magnétique avec la pénétration du renouvelable.....	211
4-C.2.	Amélioration de la réserve cinétique.....	214
4-C.3.	Evolution de la stabilité du système électrique avec la pénétration du renouvelable	216
4-D.	Vers des scénarios intrinsèquement fiables : quelles évolutions du système électrique garantissent un niveau suffisant de réserves cinétiques ?.....	226

4-D.1.	Un niveau de réserve cinétique suffisant jusqu'à 75% de pénétration du renouvelable.....	226
4-D.2.	Comparaison des scénarios 75% et 80% renouvelable : ressource biomasse et réserves cinétiques.....	230
4-D.3.	Contrainte sur la réserve cinétique et nucléaire.....	232
4-D.4.	Contrainte sur l'indicateur cinétique et évolution de l'indicateur de synchronisme	235
	Conclusion du chapitre 4.....	238
	Conclusion générale.....	244
	Bilan du travail réalisé et des résultats obtenus.....	244
	Limites de l'approche et perspectives de recherche.....	247
	Annexes.....	252
A-1.	Annexe du chapitre 1.....	252
A-1.1.	Niveaux de tension utilisés pour le transport du courant en Europe.....	252
A-1.2.	Mécanismes incitatifs en faveur du renouvelable.....	252
A-2.	Annexe du chapitre 2.....	255
A-2.1.	Des mécanismes de marché pour faciliter l'équilibre production - consommation	255
A-2.2.	Représentation du système électrique dans les modèles de prospective.....	258
A-3.	Annexe du chapitre 3.....	262
A-3.1.	Equivalence entre le système électrique et un système mécanique.....	262
A-3.2.	Données techniques des générateurs.....	268
A-3.3.	Endogénéisation du calcul de l'indicateur cinétique.....	269
A-3.4.	Hypothèses utilisées pour la description spatiale du système électrique français	273
A-3.5.	Hypothèses utilisées pour la description spatiale du réseau électrique 63 kV de l'île de la réunion.....	278
A-4.	Annexe du chapitre 4.....	279
A-4.1.	Détail des hypothèses utilisées pour les process de production d'électricité, de stockage et d'interconnexions.....	279
A-4.2.	Analyse contrefactuelle du scénario 100% renouvelable.....	288
A-4.3.	Evolutions contrastées de la répartition des importations/exportations et indicateur de synchronisme.....	300
	Bibliographie.....	305
	Résumé de la thèse.....	321

## Table des figures

Figure 1-1 : Stratification d'un réseau électrique en plusieurs niveaux de tension pour acheminer l'électricité de la production à la consommation.....	35
Figure 1-2 : Part des différents vecteurs énergétiques dans la consommation finale d'énergie dans le monde en 1973 et 2013. ....	37
Figure 1-3 : Part des différents vecteurs énergétiques dans la consommation finale d'énergie dans les pays de l'OCDE en 1973 et 2013. ....	38
Figure 1-4 : Consommation d'électricité par secteur énergétique en 2011, 2030 et 2050 dans différentes régions du monde et part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie selon le scénario « 2DS » de l'AIE (IEA 2014a, fig. 3.2).....	38
Figure 1-5 : Emissions de CO <sub>2</sub> mondiales en 2013 par secteur d'activité (IEA 2015b, fig. 10).....	39
Figure 1-6 : Part des différents combustibles dans la production d'électricité (hors turbinage des STEPs) dans le monde en 1973 et 2013. ....	40
Figure 1-7 : Part des différentes technologies dans la capacité mondiale installée de moyens de production d'électricité en 1980 et 2012. ....	40
Figure 1-8 : Part de différents pays dans la capacité éolienne installée dans le monde chaque année entre 1998 et 2014. ....	41
Figure 1-9 : Part de différents pays dans la capacité photovoltaïque installée dans le monde chaque année entre 2004 et 2014. ....	42
Figure 1-10 : Nombre de politiques renouvelables par pays en 2014 (REN21 2014).....	42
Figure 1-11 : Production d'électricité renouvelable en Europe entre 1990 et 2014 (Eurostat 2016, fig. 3).....	43
Figure 1-12 : Part du renouvelable dans la consommation d'électricité en 2014 dans les différents pays de l'Union Européenne, en Islande et en Norvège (Eurostat 2016).....	43
Figure 1-13 : Evolution des capacités de production d'électricité en France entre 2010 et 2015.....	44
Figure 1-14 : Parc renouvelable raccordé au 31 décembre 2015 en France métropolitaine (RTE et al. 2016).....	44
Figure 1-15 : Evolution de la production et de la consommation française d'électricité entre 2000 et 2015.....	45
Figure 1-16 : Monotone des puissances pour la consommation seule et la consommation résiduelle, avec un facteur de pondération pour la production du renouvelable variable (éolienne et photovoltaïque).....	49
Figure 1-17 : Evolution, en France, de la capacité totale, de la capacité renouvelable et de la capacité du photovoltaïque et de l'éolien raccordées au Réseau Public de Distribution (RPD).....	51
Figure 1-18 : Représentation schématique de la modélisation top-down et bottom-up, ainsi que de l'évaluation intégrée des impacts climatiques (Postic 2015, fig. 2.3).....	53

Figure 1-19 : Echelles de temps typiques correspondant aux phénomènes physiques rencontrés sur le système électrique et aux domaines d'activité les concernant (Drouineau 2011, fig. 1.10; Meyer, Jerolimski, et Stubbe 1998).....	55
Figure 2-20 : Schéma illustrant le mécanisme de formation du prix de l'électricité par empilement des centrales sur critère de coût marginal, lorsque la production fatale est modérée.....	61
Figure 2-21 : Schéma illustrant le mécanisme de formation du prix de l'électricité par empilement des centrales sur critère de coût marginal, lorsque la production fatale est importante.....	61
Figure 2-22 : Illustration du lien entre l'équilibre production-consommation et la variation de la fréquence autour de sa valeur nominale (Fraisse et Karsenti 2014, fig. 3).....	63
Figure 2-23 : Caractéristiques du couple moteur $C_m$ et du couple résistant $C_r$ en fonction de la fréquence $f$ (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, fig. 5).....	64
Figure 2-24 : Succession des régulations utilisées suite à une baisse de fréquence pour résorber un déséquilibre production-consommation (Fraisse et Karsenti 2014, fig. 4).....	66
Figure 2-25 : Schéma en  une ligne électrique reliant un nœud $i$ et un nœud $j$ (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, fig. 3).....	67
Figure 2-26 : Diagramme de Fresnel des tensions correspondant à la Figure 2-25.....	67
Figure 2-27 : Diagramme de Fresnel du circuit à une maille pour un réseau chargé (Drouineau 2011, fig. 2.11).....	69
Figure 2-28 : Schéma utilisé pour représenter un générateur (Drouineau 2011, fig. 2.4).....	70
Figure 2-29 : Caractéristique du couple moteur en fonction de l'angle interne  de l'alternateur (Hare 2005, fig. 7).....	72
Figure 2-30 : Schéma d'un alternateur alimenté par une turbine et raccordé à un « bus infini » par une ligne triphasée [14, Fig. 14.1].....	74
Figure 2-31 : Diagramme de phase du régime transitoire d'un alternateur connecté à un bus infini pour différentes valeurs du coefficient de couplage $K$ .....	76
Figure 2-32 : Evolution du temps de résolution critique des défauts en fonction de l'inertie réduite $H$ de l'alternateur connecté à un bus infini.....	77
Figure 2-33 : Illustration des contraintes techniques intervenant lors du démarrage et de l'arrêt d'une unité de production thermique (Koltsaklis et Georgiadis 2015).....	81
Figure 2-34 : Diagramme de phase du régime transitoire d'un alternateur connecté à un bus infini et illustration de l'utilisation de la fonction de Lyapunov associée (Pavella, Ernst, et Ruiz-Vega 2000, fig. 1.3).....	84

Figure 2-35 : Courbe de production éolienne et photovoltaïque comparée à la courbe de consommation électrique en France en 2012 (RTE 2014e).....	87
Figure 2-36 : Courbe de production éolienne et photovoltaïque comparée à la courbe de consommation électrique en France le 8 février 2012 (RTE 2014e).....	87
Figure 2-37 : Simulations de production éolienne pour quatre ensembles géographiques avec des données de vitesse de vent de décembre 2000 et des capacités éoliennes estimées à 2030. ....	88
Figure 2-38 : Illustration de la représentation temporelle en journées type et plages horaires type dans un modèle de prospective.....	92
Figure 2-39 : Illustration du facteur de pic dans les modèles TIMES avec comme exemple la commodité électrique.....	93
Figure 2-40 : Exemple de simplification effectuée pour représenter le réseau électrique dans les modèles de prospective.....	95
Figure 2-41 : Illustration du couplage « faible » entre un modèle de prospective et un modèle dédié à l'analyse du fonctionnement des systèmes électriques.....	96
Figure 2-42 : Schéma classifiant les différents modèles de prospective ayant pour objet la représentation du système électrique selon leur précision temporelle, spatiale et technologique, et comparaison avec les études propres à la description des dynamiques de court terme du système électrique.....	104
Figure 3-43 : Schéma illustrant la description thermodynamique de l'échange de puissance sur un système électrique entre des actionneurs $\tau$ et $\tau'$ (Drouineau 2011, fig. 2.1).....	108
Figure 3-44 : Effet d'une fluctuation de charge sur le système électrique (Drouineau 2011, fig. 2.5).	110
Figure 3-45 : Circuit équivalent à une maille d'un système électrique issu de l'approche thermodynamique (Drouineau 2011, fig. 2.4).....	111
Figure 3-46 : Illustration du calcul de la puissance transmise sur une ligne électrique.....	115
Figure 3-47 : Analogie entre le système électrique et un système d'oscillateurs en rotation sur un cercle (Florian Dörfler 2013, fig. 1.1).....	116
Figure 3-48 : Illustration de la dynamique d'un système instable composée de 3 oscillateurs.....	117
Figure 3-49 : Illustration de la dynamique d'un système stable composé de 3 oscillateurs.....	118
Figure 3-50 : Illustration du paramètre d'ordre et de la phase moyenne.....	120
Figure 3-51 : Schéma des différents réseaux étudiés dans la Figure 3-52.....	127
Figure 3-52 : Evaluation du temps de convergence d'un système de 4 oscillateurs décrit par un modèle de Kuramoto du 2 <sup>ème</sup> ordre pour différentes valeurs du coefficient de couplage et différentes topologies du réseau.....	127

Figure 3-53 : Equivalence entre les dynamiques d'une population de 4 oscillateurs régis par un modèle de Kuramoto du 2 <sup>nd</sup> ordre et du 1 <sup>er</sup> ordre dans un cas stable (Florian Dörfler 2013, fig. 3.1):	128
Figure 3-54 : Schéma descriptif de la structure des modèles TIMES sur un SER fictif (Postic 2015, fig. 3.6)	135
Figure 3-55 : Découpage temporel utilisé dans le modèle TIMES-FR-ELC	141
Figure 3-56 : Courbe de production de l'éolien et du solaire en France en 2012 (Réseau de Transport d'Electricité, s. d.)	142
Figure 3-57 : Capacité totale installée entre 2013 et 2050 dans deux scénarios 100% renouvelable utilisant respectivement des découpages temporels de 84 et 72 TS	143
Figure 3-58 : Production par tranche horaire et par type de moyen de production en 2050 dans le scénario 100% EnR utilisant un découpage temporel de 84 tranches horaires	144
Figure 3-59 : Puissance type et temps de décharge des différentes technologies de stockage (Enea Consulting 2012; Guerassimoff et Maizi 2012)	147
Figure 3-60 : Représentation de la modulation de la demande dans le modèle TIMES-FR-ELC	149
Figure 3-61 : Schéma simplifié du système énergétique de référence du modèle TIMES-FR-ELC	152
Figure 3-62 : Illustration de la désagrégation des process suivant les modes de production	153
Figure 3-63 : Représentation graphique du calcul des parts de demande à satisfaire suivant chaque mode de fonctionnement des centrales (ici pour 3 modes : base, semi-base et pointe)	153
Figure 3-64 : Disponibilité saisonnière des centrales hydrauliques (données issues de RTE)	154
Figure 3-65 : Disponibilité horo-saisonnière de l'éolien (terrestre) et du solaire photovoltaïque	155
Figure 3-66 : Couplage d'un modèle TIMES avec l'outil de calcul des indicateurs cinétiques et magnétiques	157
Figure 3-67 : Schéma de l'algorithme permettant de déterminer les paramètres techniques associés à chaque process p selon sa capacité installée CAP(p) à chaque pas de temps de chaque période	159
Figure 3-68 : Schéma de la macro VBA de discrétisation des moyens de production existants	163
Figure 3-69 : Schéma de la macro VBA de discrétisation des nouveaux moyens de production	163
Figure 3-70 : Schéma de l'outil de calcul de l'indicateur de synchronisme $H_{syn}$ en post-traitement de TIMES	165
Figure 3-71 : Graphe du réseau agrégé considéré dans ce travail pour représenter le réseau électrique 225-400 kV français	168
Figure 3-72 : Répartition actuelle des moyens de production dans les 12 régions de la France continentale	168
Figure 3-73 : Parc de production électrique sur l'île de la Réunion en 2014 (EDF 2016)	169
Figure 3-74 : Mix électrique réunionnais en 2014 (EDF - Direction Des Systèmes Energétiques Insulaires 2015)	170

Figure 3-75 : Localisation des sites de production sur l'île de la Réunion (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015).....	171
Figure 3-76 : Répartition de la capacité photovoltaïque installée sur l'île de la Réunion en % de la puissance crête totale (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015, 17).....	171
Figure 3-77 : Production nette par nœud du réseau électrique 63 kV de l'île de la réunion.....	172
Figure 3-78 : Evolution du parc électrique installé sur l'île de la Réunion entre 2008 et 2030 dans un scénario 100% renouvelable <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> .....	173
Figure 3-79 : Evolution de la production d'électricité sur l'île de la réunion entre 2008 et 2030 dans un scénario 100% renouvelable <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> .....	174
Figure 3-80 : Valeur relative de l'indicateur cinétique en 2030 par rapport au minimum de 2008 dans un scénario 100% renouvelable sur l'île de la Réunion <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> .....	174
Figure 3-81 : Production électrique à différentes périodes de l'année en 2030 dans un scénario 100% renouvelable sur l'île de la Réunion <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> .....	175
Figure 3-82 : Réseau électrique 63 kV de l'île de la Réunion (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015).....	176
Figure 3-83 : Répartition des nouveaux moyens de production installés sur l'île de la Réunion entre 2008 et 2030 dans un scénario 100% renouvelable <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> .....	178
Figure 3-84 : Indicateur de synchronisme de l'île de la Réunion en 2008 pour différentes saisons, jours et plages horaires, calculé sur le réseau électrique 63 kV.....	179
Figure 3-85 : Indicateur de synchronisme de l'île de la Réunion en 2030, dans un scénario 100% renouvelable <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> , pour différentes saisons, jours et plages horaires, calculé sur le réseau électrique 63 kV. ....	179
Figure 3-86 : Consommation électrique de l'île de la Réunion en 2030 dans un scénario 100% renouvelable <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> .....	180
Figure 3-87 : Réseau 63 kV existant de l'île de la Réunion et lignes renforcées.....	181
Figure 3-88 : Indicateur de synchronisme de l'île de la Réunion en 2030, dans un scénario 100% renouvelable <i>présentant un niveau suffisant de réserve cinétique</i> , pour différentes saisons, jours et plages horaires, calculé sur le réseau électrique 63 kV renforcé.....	181
Figure 4-89 : Capacité installée des différents moyens de production existants en 2012, et évolution de la capacité résiduelle de ces moyens de production jusqu'en 2050.....	186
Figure 4-90 : Evolution des prix au MWh des importations et des exportations entre 2009 et 2014.	189
Figure 4-91 : Evolution des prix de gros en France entre 2005 et 2014 (UFE 2014).....	190
Figure 4-92 : Scénario d'évolution de la demande utilisé dans l'ensemble de l'étude.....	193
Figure 4-93 : Evolution des niveaux minimaux d'exportations et de production de chaleur par les cogénérations.....	194

Figure 4-94 : Part des différents moyens de production et des importations dans la production d'électricité française en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable et comparaison avec la situation actuelle.....	198
Figure 4-95 : Evolution du mix de production électrique en France entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	199
Figure 4-96 : Evolution de la consommation d'électricité (hors pertes en ligne) en France entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	199
Figure 4-97 : Evolution de la capacité de production d'électricité en France entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	200
Figure 4-98 : Nouvelle capacité installée en France entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	201
Figure 4-99 : Evolution du facteur de charge de différents moyens de production thermiques entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	202
Figure 4-100 : Evolution de l'écrêtage annuel de l'éolien dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	203
Figure 4-101 : Ecrêtage saisonnier de l'éolien en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	203
Figure 4-102 : Courbe de production en France en 2012, représentée sur 42 plages horaires.....	204
Figure 4-103 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario BAU, représentée sur 42 plages horaires.....	205
Figure 4-104 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 60% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	205
Figure 4-105 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	206
Figure 4-106 : Evolution de la structure des coûts entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	208
Figure 4-107 : Coûts totaux actualisés de différents scénarios de pénétration du renouvelable dans la production d'électricité en France, relativement à celui du scénario BAU.....	208
Figure 4-108 : Evolution de l'indicateur cinétique entre 2020 et 2050 ( <i>relativement à sa valeur minimale calculée en 2012</i> ) pour différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	210
Figure 4-109 : Evolution de l'indicateur magnétique entre 2020 et 2050 ( <i>relativement à sa valeur minimale calculée en 2012</i> ) pour différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	211
Figure 4-110 : Indicateur cinétique ( <i>relativement à sa valeur minimale calculée en 2012</i> ) en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	211
Figure 4-111 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 80% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	212
Figure 4-112 : Indicateur cinétique en 2050 dans le scénario 100% renouvelable de référence avec et sans contribution des importations à la réserve cinétique.....	212

Figure 4-113 : Indicateur cinétique 2050 dans deux scénarios de pénétration du renouvelable (80% et 100% renouvelable) avec et sans contribution de l'éolien à la réserve cinétique.....	213
Figure 4-114 : Indicateur cinétique en 2050 dans le scénario 100% renouvelable de référence, dans la variante avec un fort potentiel de la biomasse et dans deux variantes similaires avec des limitations à 50% et à 30% de la part du renouvelable variable.....	214
Figure 4-115 : Part des différents moyens de production et des importations dans la production d'électricité française en 2050 dans le scénario 100% renouvelable de référence, dans sa variante avec un fort potentiel biomasse ainsi que dans deux autres variantes similaires et présentant une limitation supplémentaire de la production renouvelable variable à 50% et 30%.....	215
Figure 4-116 : Répartition des moyens de production et des importations ( <i>figure de gauche</i> ), de la consommation et des exportations ( <i>figure de droite</i> ) utilisée pour le calcul de l'indicateur de synchronisme en 2012.....	216
Figure 4-117 : Injection et soutirage dans chaque région pour l'année 2012.....	217
Figure 4-118 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2012 pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	218
Figure 4-119 : Evolution des valeurs minimale, maximale et moyenne de l'indicateur de synchronisme entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.....	219
Figure 4-120 : Evolution par région du mix de production et de consommation d'électricité entre 2012 et 2050 dans le scénario BAU.....	219
Figure 4-121 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 40% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	220
Figure 4-122 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 6h-7h des jours de weekend des mois de mai-juin en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 40% renouvelable.....	220
Figure 4-123 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2020, 2030 et 2040 dans le scénario 100% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	221
Figure 4-124 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 7h-13h des jours ouvrés des mois de janvier-février en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 100% renouvelable.....	221
Figure 4-125 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 6h-7h des jours de weekend des mois de juillet-août en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 100% renouvelable.....	222
Figure 4-126 : Evolution par région du mix de production et de consommation d'électricité entre 2012 et 2050 dans le scénario 100% renouvelable.....	222
Figure 4-127 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2050 dans le scénario 100% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	223

Figure 4-128 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 7h-13h des jours ouvrés de la semaine <i>Cweek</i> , les mois de janvier-février et de juillet-août, en 2050 dans le scénario 100% renouvelable.....	223
Figure 4-129 : Valeurs moyennes annuelles de l'indicateur cinétique dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, avec et sans contrainte sur l'indicateur cinétique.....	226
Figure 4-130 : Evolution des plages de variation annuelles et des valeurs moyennes de l'indicateur cinétique entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	226
Figure 4-131 : Evolution des valeurs moyennes du stock d'énergie cinétique et de la puissance appelée entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	227
Figure 4-132 : Evolution du mix de production d'électricité entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	228
Figure 4-133 : Evolution de la contribution des différents moyens de production au stock d'énergie cinétique entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	229
Figure 4-134 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 75% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes). .....	230
Figure 4-135 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 80% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes). .....	230
Figure 4-136 : Indicateur cinétique en 2050 dans les scénarios 75% et 80% renouvelable.....	231
Figure 4-137 : Evolution de la part de la ressource biomasse utilisée dans le scénario BAU et dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	231
Figure 4-138 : Capacité de production d'électricité installée en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français.....	232
Figure 4-139 : Evolution du facteur de charge de différents moyens de production thermiques entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	233
Figure 4-140 : Facteur de charge moyen des centrales nucléaires par année de construction sur toute leur période d'utilisation dans le scénario 80% renouvelable, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	234
Figure 4-141 : Evolution des valeurs minimale, maximale et moyenne de l'indicateur de synchronisme entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$ secondes).....	236

Figure A-142 : Analyse géométrique du système mécanique constitué d'oscillateurs contraints de tourner sur un cercle.....	261
Figure A-143 : Diagramme de Fresnel explicitant les relations entre tensions et courant sur un réseau haute-tension (la ligne est représentée par une réactance pure).....	264
Figure A-144 : Importations (à gauche) et exportations (à droite) d'électricité par pays entre 2005 et 2015.....	273
Figure A-145 : Coûts totaux actualisés de différents scénarios 100% renouvelable, relativement à celui du scénario 100% EnR de référence.....	285
Figure A-146 : Quantité de « production manquante » pour répondre à la demande finale d'électricité en 2050 dans différents scénarios 100% renouvelable.....	286
Figure A-147 : Part des différents moyens de production et des importations dans la production d'électricité française en 2050 dans différents scénarios 100% renouvelable.....	289
Figure A-148 : Capacité installée des différents moyens de production entre 2013 et 2050 dans différents scénarios 100% renouvelable relativement à la capacité installée dans le scénario 100% renouvelable de référence.....	290
Figure A-149 : Evolution du facteur de charge des centrales utilisant des combustibles fossiles entre 2012 et 2050 dans plusieurs scénarios 100% renouvelable.....	291
Figure A-150 : Capacité installée des centrales utilisant des combustibles fossiles entre 2013 et 2050 dans plusieurs scénarios 100% renouvelable.....	291
Figure A-151 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vEnR.3 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	292
Figure A-152 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vEnR.4 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	293
Figure A-153 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vInt.1 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	293
Figure A-154 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vDem.2 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	294
Figure A-155 : Ecrêtage annuel de l'éolien et du photovoltaïque dans différents scénarios 100% renouvelable.....	294
Figure A-156 : Somme des facteurs de charge instantanés de l'éolien terrestre et du photovoltaïque en prenant comme années de référence 2012 ou 2014.....	295
Figure A-157 : Ecrêtage de l'éolien et du photovoltaïque en 2050 durant les mois de mai à août dans le scénario 100% renouvelable de référence et dans la variante vDem.1.....	296
Figure A-158 : Ecrêtage de l'éolien et du photovoltaïque en 2050 durant les mois de mai à août, et les mois de novembre et décembre, dans les variantes vEnR.5 et vInt.4 du scénario 100% renouvelable.....	296
Figure A-159 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vEnR.5 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.....	296

Figure A-160 : Part des pays frontaliers avec la France dans les importations et exportations d'électricité dans 3 scénarios A, B et C.....	298
Figure A-161 : Part des régions françaises dans les importations et exportations d'électricité dans 3 scénarios de répartition A, B et C.....	298
Figure A-162 : Valeurs minimale, maximale et moyenne de l'indicateur de synchronisme en 2050 dans le scénario BAU et dans différents scénarios de pénétration du renouvelable pour les trois scénarios de répartition des importations et exportations A, B et C.....	299
Figure A-163 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2050 dans le scénario 100% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC, et pour 3 évolutions de la répartition des importations et exportations.....	299
Figure A-164 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 7h-13h des jours ouvrés des mois de janvier-février, en 2050 dans le scénario 100% renouvelable pour les 3 répartitions A, B et C.....	300
Figure A-165 : Production nette annuelle dans chacune des 12 régions françaises en 2050 dans le scénario BAU pour les 3 répartitions A, B et C.....	301

## Table des tableaux

Tableau 3-1 : Moyens de production d'électricité représentés dans le modèle TIMES-FR-ELC en fonction du type de combustible et de la technologie de conversion utilisés – Centrales thermiques. ....	145
Tableau 3-2 : Moyens de production d'électricité représentés dans le modèle TIMES-FR-ELC en fonction du type de combustible et de la technologie de conversion utilisés – Renouvelable.....	145
Tableau 3-3 : Flexibilité des différentes centrales dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	146
Tableau 3-4 : Contribution des différentes technologies de stockage dans le modèle TIMES-FR-ELC.	148
Tableau 3-5 : Rythme d'installation maximal des centrales de production d'électricité.....	156
Tableau 3-6 : Valeurs numériques des grandeurs utilisées pour le calcul des indicateurs cinétique et magnétique sur le système électrique français.....	158
Tableau 3-7 : Caractéristiques des réseaux 225 et 400kV de RTE.....	167
Tableau 3-8 : Réactances linéiques retenues pour les lignes 63 kV (Van Cutsem 2014, 50–51).....	176
Tableau 4-9 : Potentiels à 2030 et 2050 et disponibilité maximale des moyens de production renouvelable, du stockage, de la modulation de la demande et des interconnexions, dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	188
Tableau 4-10 : Hypothèses de prix des différents combustibles utilisés par les moyens de production d'électricité dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	188
Tableau 4-11 : Prix des importations, niveaux de valorisation des exportations et de la chaleur dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	191
Tableau 4-12 : Emissions de CO <sub>2</sub> des différents combustibles utilisés dans le modèle TIMES-FR-ELC. ....	191
Tableau 4-13 : Hypothèses de consommation d'électricité par secteur en 2012, 2030 et 2050, et hypothèses sur l'élasticité de la demande par secteur.....	194
Tableau 4-14 : Hypothèses de pénétration de différentes technologies renouvelables à court terme par période.....	195
Tableau 4-15 : Objectifs sur les émissions de CO <sub>2</sub> , la limitation de la part du nucléaire et la pénétration du renouvelable utilisés dans les différents scénarios étudiés.....	196
Tableau A-16 : Niveaux de tension utilisés en France et puissances limites de raccordement correspondantes.....	249
Tableau A-17 : Tarifs d'obligation d'achat en vigueur en France pour les différentes filières renouvelables de production d'électricité (Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer 2016a).....	249
Tableau A-18 : Etudes de prospective recensées portant sur la représentation du réseau et des dynamiques de court terme dans le système électrique.....	255
Tableau A-19 : Analogie des bilans en énergie pour les systèmes mécanique et électrique.....	264

Tableau A-20 : Données techniques des centrales fossiles à turbines à vapeur (tandem-compound). .....	265
Tableau A-21 : Données techniques des centrales hydraulique.....	265
Tableau A-22 : Données techniques des centrales nucléaires.....	266
Tableau A-23 : Ensembles, paramètres, variables et équations ajoutées au modèle TIMES-FR-ELC-DIS pour endogénéiser le calcul de l'indicateur cinétique.....	266
Tableau A-24 : Correspondance entre le nom réelle des 12 régions françaises et le nom utilisé dans le manuscrit.....	270
Tableau A-25 : Matrice d'adjacence du réseau agrégé considéré dans ce travail pour représenter le réseau électrique 225-400 kV français.....	270
Tableau A-26 : Répartition actuelle des moyens de production et de stockage, de la demande, des importations et des exportations entre les 12 régions de la France continentale.....	271
Tableau A-27 : Evolution de la répartition de l'éolien en mer sur les 4 régions de France où cette technologie a un potentiel non nul.....	271
Tableau A-28 : Evolution de la répartition des importations et des exportations sur les 12 régions de France continentale dans le scénario de référence.....	271
Tableau A-29 : Hypothèses sur l'évolution de la répartition des moyens de production et de stockage, de la demande, des importations et des exportations.....	272
Tableau A-30 : Importations et exportations moyennes d'électricité sur la période 2005-2015 depuis et vers les différents pays frontaliers.....	273
Tableau A-31 : Nombre de lignes actuelles entre chaque région et les pays frontaliers.....	274
Tableau A-32 : Nouvelles interconnexions prévues d'ici 2022 et considérées dans ce travail.....	274
Tableau A-33 : Matrice des termes de couplage pour le réseau 63 kV de l'île de la Réunion.....	275
Tableau A-34 : Capacités installées et caractéristiques techniques principales des moyens de production d'électricité représentés dans le modèle pour décrire l'année de référence (2012).....	276
Tableau A-35 : Evolution des coûts d'investissement des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.....	278
Tableau A-36 : Calcul des coûts d'investissement des interconnexions aériennes en courant alternatif et enterrées à courant continu.....	280
Tableau A-37 : Evolution des coûts variables des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR- ELC entre 2013 et 2050.....	281
Tableau A-38 : Evolution des coûts fixes des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.....	282
Tableau A-39 : Evolution du rendement des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.....	283
Tableau A-40 : Durée de vie des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC.....	284
Tableau A-41 : Variantes du scénario 100%EnR explorées.....	287

## Liste des acronymes

AA-CAES : Advanced Adiabatic CAES

ACER : Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs d'énergie)

AIE : Agence International de l'Energie (voir IEA)

BT : Basse Tension

CAES : Compressed Air Energy Storage (Stockage d'énergie sous forme d'air comprimé)

CCS : Carbon Capture and Storage (Procédé de capture et de stockage du carbone)

CMA : Centre de Mathématiques Appliquées

CRE : Commission de Régulation de l'Energie

EDF : Electricité de France

EFOM : Energy Flow Optimization Model

EIA : Energy Information Administration

ELD : Entreprises Locales de Distribution

EnR : Energie Renouvelable

EPO : Ecoulement de Puissance Optimal (voir OPF)

ETP : Energy Technology Perspective (rapport biannuel de l'AIE)

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport

GW : Gigawatt(s)

HT : Haute Tension

IEA : International Energy Agency (voir AIE)

IRENA : International Renewable Energy Agency

MARKAL : MARKET Allocation

MENA : Middle East and North Africa

MT : Moyenne Tension

MW : Mégawatt(s)

NEBEF : Notification d'Echange de Blocs d'Effacement

NTC : Net Transfer capacity

OPF : Optimal Power-Flow (voir EPO)

PJ : Pétajoule(s)

PJM : Interconnexion Pennsylvania-New Jersey-Maryland

PPE : Programmation Pluriannuelles de l'Energie

PTDFs : Power Transfer Distribution Factors

PUC : Problème de Unit-Commitment

REP : Réacteur à Eau sous Pression

RPD : Réseau Public de Distribution

RPT : Réseau Public de Transport

RTE : Réseau de Transport d'Electricité

S3REnR : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

SER : Système Energétique de Référence ou Syndicat des Energies Renouvelables

SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

SRCAE : Schémas Régionaux Climat Air Energie

STC : Solaire Thermodynamique à Concentration

STEPs : Stations de Transfert d'Energie par Pompage

TIMES : The Integrated MARKAL-EFOM System

TIMES-FR-ELC: Modèle TIMES pour le secteur électrique français

TIMES-FR-ELC-DIS : Version discrétisée du modèle TIMES-FR-ELC endogénéisant le calcul de l'indicateur cinétique

TS : Time-Slice(s)

TWh : TéraWattheure(s)

TYNDP : Ten-Years Network Development Plan

UE : Union Européenne

VE : Véhicule Electrique

VHR : Véhicule Hybride Rechargeable

VRE : Variable Renewable Energy (renouvelable variable)

WECC : Western Electricity Coordinating Council

WEO : World Energy Outlook (rapport annuel de l'AIE)

*« Une thèse c'est comme une boîte de chocolats : on ne sait jamais sur quoi on va tomber en la commençant. »*

(Inspirée de la mère de Forrest Gump dans Forrest Gump, 1994)

## Introduction générale

Le 4 novembre 2006, aux alentours de 22h10, un incident initié par l'ouverture de la ligne 380 kV Conneforde - Diele en Allemagne, a conduit à la séparation du réseau électrique européen en trois zones et à la coupure de 15 millions de foyers (Union for the Coordination of Transmission of Electricity 2007). Il s'agit du dernier blackout recensé à l'échelle européenne. Si les causes de cet incident sont multiples, avant tout liées au non-respect du critère de sécurité « N-1 » et à une mauvaise coordination des gestionnaires de réseau, la déconnexion rapide et incontrôlée d'une proportion importante de centrales éoliennes, ainsi que leur reconnexion non-coordonnée, en fut certainement un facteur aggravant. De plus, la volatilité des productions éolienne et photovoltaïque peut conduire à opérer le réseau électrique au plus proche des limites de sécurité, du fait d'échanges d'électricité plus conséquents entre pays voisins comme ce fut le cas ce jour-là. L'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens, l'ENTSO-e, identifie l'essor du renouvelable comme l'une des raisons principales expliquant les besoins de renforcement du réseau électrique, notamment des capacités d'interconnexion entre pays (European Network of Transmission System Operators for Electricity (entsoe), s. d.). Cet essor du renouvelable semble être amené à se poursuivre, au vu des investissements actuels dans ces moyens de production, et des objectifs de pénétration que se fixent les gouvernements (REN21 2015). Pourtant, la construction de nouvelles lignes électriques se heurte souvent à l'opposition de citoyens ou d'associations, ce qui peut conduire à des retards et surcoûts importants, venant ainsi compromettre les stratégies d'intégration du renouvelable envisagées par les gestionnaires de réseau (Teusch, Behrens, et Egenhofer 2012). Par ailleurs, le renouvelable remet potentiellement en cause l'architecture jusqu'alors très centralisée du système électrique actuel, son développement pouvant tout aussi bien reposer sur des centrales de grande taille que sur une multitude de petits systèmes localisés au plus près des centres de consommation (Vergnol 2010; Labis et al. 2011). Au-delà de la question de l'intégration du renouvelable, le système électrique est amené à subir des mutations : un certain nombre d'infrastructures sont aujourd'hui vieillissantes et doivent être remplacées, de nouvelles technologies (stockage, smartgrids) et de nouveaux usages (véhicules électriques, pompes à chaleur) sont développées. Ces différentes évolutions du système électrique amènent des questionnements nouveaux quant à sa gestion tandis que les clients du réseau sont de plus en plus exigeants vis-à-vis de la qualité de l'alimentation électrique.

Or, les décisions qui se prennent aujourd'hui en matière d'énergie auront des répercussions sur le long terme. Les durées de construction des nouveaux moyens de production et des infrastructures de réseau se comptent en effet en années, pouvant facilement atteindre dix ans pour les plus gros projets (Turner, Mittermeier, et Küchenhoff 2014), et les durées de vie de ces actifs, en dizaines d'années (Tidball et al. 2010; European Network of Transmission System Operators for Electricity (entsoe), s. d.). Il est donc crucial de disposer d'outils adéquats pour mieux comprendre les implications sur le long terme de telle évolution du système électrique, mais également de pouvoir analyser les bénéfices et les faiblesses de différents modes de déploiement des nouvelles technologies. Afin d'aborder les choix énergétiques sans parti pris, la modélisation prospective entend poser les différentes options technologiques dans un cadre qui en permette la comparaison sur des critères techniques et économiques (Dalmedico et Collectif 2007). Ce cadre doit également intégrer les évolutions de long terme des systèmes énergétiques, possiblement en rupture avec l'existant. C'est dans cette démarche que s'inscrit notre travail.

Nous utilisons pour cela un modèle de type « bottom-up », technologiquement détaillé, et qui repose sur un critère de minimisation du coût pour sélectionner les technologies permettant de répondre à la demande sur toute la période étudiée. Ce modèle est de la famille MARKAL/TIMES<sup>λ</sup>, créée dans les années 1970 sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), et bénéficie aujourd'hui des développements d'une communauté de recherche internationale très active (Fishbone et Abilock 1981a; Loulou et al. 2005). Le formalisme utilisé offre de plus une grande souplesse pour moduler la représentation du système énergétique étudié (Assoumou 2006). Le modèle auquel nous avons eu recours dans ce travail porte sur le système électrique français<sup>λ</sup> et a été utilisé pour étudier la pénétration du renouvelable dans ce système.

La modélisation sous MARKAL/TIMES est bien adaptée aux questions de long terme. En revanche, les pas de temps considérés sont nécessairement longs (du pas horaire à quelques journées type par an) par rapport aux échelles de temps caractéristiques du système électrique (de la milliseconde à l'heure) (Drouineau 2011; Poncelet et al. 2016). Or des scénarios d'évolution de la production d'électricité n'intégrant pas ces dynamiques rapides risquent de négliger des caractéristiques essentielles du système électrique et d'en proposer une évolution peu cohérente vis-à-vis des exigences de sécurité qui prévalent sur ce système. L'objet de ce travail de thèse consiste donc à réconcilier l'analyse de long terme qu'apporte la modélisation prospective, avec la description de la dynamique de court terme propre aux systèmes électriques. Pour cela, nous complétons l'analyse sous MARKAL/TIMES par deux approches.

La première a été développée dans (Drouineau 2011; Bouckaert 2013) pour décrire les échanges d'énergie qui s'opèrent sur un système électrique à l'aide d'un formalisme thermodynamique (V. G. Mazauric 2004). A partir de ce formalisme, sont construits deux indicateurs qui quantifient les réserves *cinétique* et *magnétique* emmagasinées dans le système électrique à chaque instant. Ces réserves traduisent les propriétés inertielles du système électrique et sont nécessaires pour maintenir l'équilibre des puissances lors d'aléas sur la production ou la demande. Leur calcul repose sur une représentation agrégée du système électrique, qui abstrait le réseau sous la forme d'un circuit à une maille.

Cette représentation est pertinente pour analyser l'aptitude d'un système électrique à faire face aux aléas, mais ne permet pas de décrire le lien entre dimensionnement du réseau électrique et stabilité de ce système. C'est pourquoi nous avons développé une deuxième approche, complétant la première par une représentation *spatialisée* du système électrique. Cette représentation nous conduit à proposer un nouvel indicateur, *l'indicateur de synchronisme*, qui quantifie la stabilité du système électrique, c'est-à-dire son aptitude à revenir spontanément aux conditions du synchronisme suite à un aléa<sup>λ</sup>. La construction de cet indicateur s'appuie sur des travaux récents qui montrent qu'un système électrique peut être décrit par un système d'équations différentielles connu sous le nom de modèle de Kuramoto (Y. Kuramoto 2012), et qui donnent des conditions suffisantes de stabilité pour tout système dynamique décrit par ce modèle (Florian Dörfler 2013). Dans le cas des systèmes électriques, ces conditions s'expriment comme la comparaison entre une mesure du

---

≙ MARKAL pour MARKET ALlocation, TIMES pour The Integrated MARKET-EFOM System.

≙ France métropolitaine sans la Corse.

≙ Le retour au synchronisme correspond au retour au fonctionnement synchrone de l'ensemble des machines tournantes produisant de l'électricité et à celui de la fréquence à sa valeur nominale, soit 50 Hz sur le réseau électrique européen.

dimensionnement du réseau électrique issue de la théorie algébrique des graphes, et une mesure des échanges d'électricité sur ce réseau : lorsque le dimensionnement du réseau est suffisant pour éviter les congestions, alors le système électrique est stable.

A l'aide de ces différents outils nous sommes en mesure d'appréhender les échelles de temps et d'espace qu'impliquent le fonctionnement et l'évolution des systèmes électriques. Nous appliquons alors notre approche à l'analyse technico-économique de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français.

## Organisation du document

Ce manuscrit est structuré en quatre chapitres. Les deux premiers chapitres présentent le fonctionnement du système électrique et montrent comment le contexte énergétique actuel pourrait altérer ce fonctionnement. Ils positionnent également notre travail par rapport aux études de prospective existantes abordant cette problématique. Le troisième chapitre est dédié à la présentation de notre contribution théorique ainsi que du modèle de prospective utilisé. Enfin, le quatrième chapitre montre un cas d'application de la méthodologie développée au travers l'analyse des conséquences de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français.

Le premier chapitre du manuscrit sera l'occasion de motiver ce travail. Dans un premier temps, nous rappelons les fondamentaux qui caractérisent le fonctionnement du système électrique et donnons quelques éléments de compréhension des enjeux propres au secteur électrique, notamment son rôle dans la lutte contre les changements climatiques et l'essor du renouvelable dans la production d'électricité. Dans un second temps, nous explicitons les impacts potentiels du renouvelable variable sur le système électrique. Enfin, nous définissons la démarche prospective et le type de modélisation employé dans ce travail, avant d'expliquer comment nous abordons les difficultés de la représentation du système électrique dans la modélisation prospective.

Dans le deuxième chapitre nous décrivons plus en détail le fonctionnement des systèmes électriques ainsi que les régulations mises en place pour garantir un équilibre permanent entre production et consommation d'électricité. Sans être exhaustif, il s'agit néanmoins de présenter tous les concepts nécessaires pour appréhender la complexité du système électrique. Cela nous permettra notamment d'affiner notre compréhension de la problématique de la représentation de ce système dans les modèles de prospective. Finalement, nous esquissons un état de l'art des études de prospective qui s'intéressent à la modélisation du système électrique et de son évolution, de façon à en extraire les questions de recherche qui nécessitent selon nous un approfondissement. Nous montrons notamment qu'aucune approche n'est à même d'adresser la problématique de la stabilité des systèmes électriques dans la modélisation prospective tant les échelles de temps impliquées sont disparates.

Dans le troisième chapitre nous commençons par synthétiser les travaux précédents réalisés sur les indicateurs cinétique et magnétique, avant d'introduire le cadre théorique qui nous a permis de construire l'indicateur de synchronisme. Cet indicateur est un outil, unique à notre connaissance, permettant de discuter des évolutions de long terme de la stabilité du système électrique et également de valider la pertinence du calcul des indicateurs cinétique et magnétique. Nous détaillons ensuite les grands principes de la modélisation sous TIMES ainsi que le modèle utilisé pour décrire le système électrique français. Nous montrons enfin comment les différents indicateurs développés

peuvent être utilisés dans des études de prospective et proposons un cas d'étude sur l'île de la Réunion.

Le quatrième chapitre est consacré à la mise en œuvre de l'ensemble des indicateurs pour apporter une analyse prospective originale qualifiant les problèmes de stabilité du système électrique. Pour cela, nous appliquons notre méthodologie à l'analyse de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français. Nous présentons tout d'abord les hypothèses principales utilisées pour conduire notre étude puis segmentons les résultats en trois parties. Dans une première partie, nous analysons différents niveaux de pénétration du renouvelable, de 0% à 100% de la production électrique. Dans la deuxième partie, nous étudions les conditions de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français à l'aune des indicateurs que nous avons développés. Nous montrons notamment que la pénétration du renouvelable peut dégrader assez fortement les réserves cinétique et magnétique et qu'à l'inverse, elle peut augmenter la marge de stabilité du système électrique. Enfin, dans la troisième partie, nous nous intéressons à des scénarios garantissant un niveau de réserve cinétique satisfaisant pour l'opération du système électrique, obtenus à l'aide d'un modèle TIMES endogénéisant le calcul de l'indicateur cinétique. Sous les hypothèses utilisées, nous montrons qu'il est possible d'atteindre une production aux trois-quarts assurée par du renouvelable.

### Contributions

Ce travail de thèse a donné lieu à une publication dans une revue internationale à comité de lecture :

- Vincent Krakowski, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, Nadia Maïzi, « Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis », *Applied Energy* 171 (2016) p.501-522 (Krakowski, Assoumou, et al. 2016).

Deux articles de conférence :

- Vincent Krakowski, Xiang Li, Vincent Mazauric, Nadia Maïzi, « Power system synchronism in planning exercises: From Kuramoto lattice model to kinetic energy aggregation », *Energy Procedia* (2016), ICAE2016 (Krakowski, Li, et al. 2016).
- N. Maïzi, V. Mazauric, V. Krakowski, E. Assoumou, X. Li, « Time reconciliation and space aggregation to shed light on the plausibility of long-term low carbon pathways for power system », *IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE16)*, UOIT, Oshawa, ON, 21-24 August, 2016, best paper award, (Maïzi, et al. 2016).

Un article en français a également été publié dans *La Revue de l'Energie* :

- Vincent Krakowski, Edi Assoumou, Nadia Maïzi, « Enjeux d'une transition vers une production d'électricité 100% renouvelable en France », n°627 de septembre-octobre 2015 (Krakowski, Assoumou, et Maïzi 2015).

J'ai pu présenter les travaux réalisés à l'occasion de trois conférences internationales :

- Vincent Krakowski, Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, « Long-term modelling of renewable energy integration in the case of France », *International Energy Workshop (IEW)*, Beijing, 05 juin 2014
- Vincent Krakowski, Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, « Integrating renewable energy in power systems: a prospective analysis », *IAEE European Energy Conference*, Rome, 30 octobre 2014

- Vincent Krakowski, Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, « Integrating renewable energy in power systems: a prospective analysis », SDEWES Conference, Dubrovnik, 02 octobre 2015

Ainsi que dans deux séminaires :

- Vincent Krakowski, Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, « Power systems reliability assessment in prospective analyses: the case of France under ambitious renewable energy penetration scenarios », ETSAP Workshop, Sophia-Antipolis, 22 octobre 2015
- Vincent Krakowski, Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, « Scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français », Séminaire de la chaire modélisation prospective au service du développement durable, Paris, 13 mai 2016

*« Je m'intéresse au long terme parce qu'à ce moment-là j'aurai certainement terminé ma thèse. »*

(Inspirée de Woody Allen)

## Chapitre 1 : Les enjeux de modélisation du système électrique dans une perspective de long terme

Le fonctionnement du système électrique repose sur la nécessité d'assurer l'équilibre entre production et consommation à chaque instant et au moindre coût, pour une grande variété de situations (fluctuations de la demande et de la production renouvelable, pannes et maintenance des groupes de production et des infrastructures de réseau). Or, les préoccupations environnementales, notamment le réchauffement climatique, mais également des préoccupations d'ordre géopolitique concernant le prix et la disponibilité des combustibles conduisent, d'une part, à accroître la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie et, d'autre part, à faire évoluer le mix électrique vers des moyens moins polluants, moins carbonés et/ou reposant sur des ressources plus faciles d'accès. Il faut alors s'assurer que ces évolutions ne viennent pas compromettre le fonctionnement du système électrique. Dans ce travail, nous souhaitons aborder cette problématique sous l'angle de la prospective, discipline dont la vocation est de construire le futur.

Il s'agit dans ce premier chapitre de décrire plus précisément le système électrique et son fonctionnement, puis de le positionner dans le contexte où s'inscrit son évolution actuelle. L'électricité est ainsi appelée à jouer un rôle de plus en plus central dans l'approvisionnement énergétique alors même que sa production est aujourd'hui la principale source des émissions de CO<sub>2</sub>. Parmi les solutions envisagées pour décarboner la production d'électricité, le renouvelable variable présente certaines particularités (production non-pilotable, moindre prévisibilité, énergie plus dispersée que pour les moyens conventionnels et fonctionnement non-synchrone avec le reste du système électrique) qui pourraient complexifier le fonctionnement du système électrique.

Ce constat nous amène à définir un cadre d'analyse pour l'étude de l'évolution sur le long terme du système électrique, notamment de la pénétration du renouvelable dans la production d'électricité, à l'aide de la modélisation prospective. Après avoir présenté cette démarche, nous montrons finalement que la pénétration du renouvelable, en plus d'être un enjeu pour la gestion du système électrique, en constitue également un pour l'analyse prospective, tant les échelles de temps et d'espace impliquées sont disparates.

### 1-A. Caractéristiques du système électrique

#### 1-A.1. Description du système électrique

L'utilisation de l'électricité s'est rapidement étendue aux applications de la vie courante, industrielles et résidentielles, suite à la découverte du transport du courant à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle. Dès le début du XX<sup>ème</sup> siècle des sociétés de transport d'énergie sont créées pour construire des réseaux électriques destinés à acheminer l'électricité produite par les centrales hydrauliques jusqu'aux villes (Meslier et Persoz 1989, part. 2.1). Depuis, sa part dans la consommation globale d'énergie n'a cessé de croître (Aguet et Morf 1993, part. 1.2.1) et le taux d'accès à l'électricité est devenu un indicateur de développement des pays<sup>λ</sup>. Le système électrique, c'est-à-dire l'ensemble des centrales produisant l'électricité, les infrastructures de réseau servant à la transmettre, et les dispositifs la consommant, a en fait relativement peu évolué au cours du XX<sup>ème</sup> siècle. Certes de nouvelles technologies de production et de nouveaux modes de consommation ont vu le jour, le rendement des équipements

---

<sup>λ</sup> Voir par exemple le 7<sup>ème</sup> objectif des Nations-Unies pour le développement durable (Farigoul 2016).

s'est amélioré, les dispositifs de surveillance et de contrôle se sont développés, ainsi que le réseau électrique, plus étendu et mieux maillé, mais l'architecture globale du système est restée la même<sup>λ</sup> : l'électricité est essentiellement produite et transportée en haute tension, puis distribuée et consommée en basse tension. Aujourd'hui encore, excepté dans certaines régions peu électrifiées, le système électrique repose sur une telle architecture centralisée.

Nous présentons maintenant de manière plus détaillée les principales caractéristiques du système électrique.

#### 1-A.1.a. Structure du système électrique

Le système électrique représente l'ensemble des machines et dispositifs qui permettent de produire, transporter, répartir, distribuer et consommer de l'électricité dans un périmètre géographique donné. Ce périmètre peut être un pays, un groupe de pays, ou un ensemble interconnecté et fonctionnant à la même fréquence. On parle ainsi de système électrique européen ou encore de système électrique français. Il est classiquement scindé en quatre grands domaines d'activité : production, transport, distribution, et fourniture. Depuis la directive européenne du 26 juin 2003 concernant les « règles communes pour le marché intérieur de l'électricité », ces activités doivent être juridiquement séparées dans les différents Etats membres. La production et la fourniture doivent être ouvertes à la concurrence, contrairement aux activités liées à la gestion des réseaux électriques qui sont des monopoles naturels (Parlement Européen et Conseil 2003a). En France, le transport est réalisé par RTE (Réseau de Transport d'Electricité) et la distribution, en grande majorité par Enedis<sup>λ</sup> ainsi que par des entreprises locales de distribution (ELD)<sup>λ</sup>.

Dans sa grande majorité, l'électricité est produite en courant alternatif à des tensions allant de 10 kV à quelques dizaines de kilovolts. Elle est ensuite injectée sur le réseau de transport, après avoir été « rehaussée » à un niveau de tension de plusieurs centaines de kilovolts afin de pouvoir être transportée sur de relativement grandes distances avec le moins de pertes possibles. L'électricité est enfin abaissée à plusieurs reprises à l'aide de transformateurs avant de pouvoir être amenée jusqu'aux consommateurs via le réseau de distribution en basse tension (Bergen, Arthur R. et Vittal, Vijay 2000, part. 5.0). Une partie de la production est également réalisée à des niveaux de tension plus faibles et directement injectée sur les réseaux de distribution, voire pour la production la plus décentralisée, consommée sur place<sup>λ</sup>. De même une partie des consommateurs soutirent l'électricité depuis des niveaux de tension plus élevés, typiquement des sites industriels ou encore le transport ferroviaire (Figure 1-1).

Le choix du courant alternatif par rapport au courant continu pour le transport et la distribution de l'électricité, fut le résultat d'une longue bataille entre les inventeurs des deux technologies respectives, Thomas Edison et Nikola Tesla, connue sous le nom de « bataille des

---

≡ Les niveaux de tension ont également évolué, avec un doublement tous les 20 ans pour faire face au doublement de la puissance transitée tous les 10 ans (Aguet et Ianoz 2001, part. 1.2.12).

≡ Anciennement ErDF, qui a changé de nom le 31 mai 2016 pour se distinguer de l'entreprise mère EDF suivant les recommandations de la CRE.

≡ Notons que les territoires insulaires (Corse et Dom) ne sont pas concernés par la directive européenne et que les réseaux y sont gérés par la direction « Systèmes Electriques Insulaires » d'Electricité de France (EDF SEI).

≡ C'est aujourd'hui le cas dans des situations tout à fait exceptionnelles : sites isolés ou encore alimentations de secours, par exemple dans certaines industries ou dans les hôpitaux.

courants » [7, Chap. 5]. Trois avantages du courant alternatif triphasé expliquent son succès (Meslier et Persoz 1989, part. 2.2; Aguet et Morf 1993, part. 1.5) :

- la possibilité d'élever et d'abaisser la tension à l'aide de transformateurs, ce qui permet de transporter l'électricité en haute tension et ainsi de réduire considérablement les pertes<sup>λ</sup> ;
- la présence de plusieurs phases facilite la création d'un champ tournant et permet ainsi de réaliser des générateurs plus performants qu'en continu ou qu'en monophasé<sup>λ</sup> ;
- il est plus facile de couper le courant dans les disjoncteurs du fait du passage du courant par zéro deux fois par période.

Ce mode de transport et de production de l'électricité n'est toutefois pas exempt de défauts (Aguet et Morf 1993, part. 1.5.6; Joncquel 2005, part. 1) :

- il est plus difficile de régler la vitesse des machines à courant alternatif que celle des machines à courant continu ;
- les lignes de transmission nécessitent entre 3 et 5 conducteurs<sup>λ</sup> contre 2 en courant continu pour transporter la même puissance ;
- il n'y a pas de transport de puissance réactive en courant continu, ce qui augmente la puissance active transportée, et permet de s'affranchir de postes intermédiaires destinés à absorber cette puissance « parasite » pour des lignes à grande distance ;
- l'utilisation du courant alternatif en sous-marin ou souterrain est restreinte aux petites distances du fait de pertes importantes par effet capacitif<sup>λ</sup> ;
- la répartition des transits de puissance sur le réseau électrique se fait suivant les lois de Kirchhoff et ne peut être maîtrisée aisément (chapitre 2, partie 2-A.4.b.).

Ces inconvénients, ainsi que l'apparition de l'électronique de puissance qui facilite la réalisation de convertisseurs alternatif/continu (thyristors puis convertisseurs source de tension) à partir des années 1970, a rendu économique le transport d'électricité en courant continu pour certaines applications (Kalair, Abas, et Khan 2016). Ce type de courant est ainsi privilégié pour :

- les liaisons sous-marines,
- les liaisons souterraines dès quelques dizaines de kilomètres,
- les liaisons aériennes de grande distance (au-delà de 600-800 km),
- ainsi que pour interconnecter des réseaux fonctionnant à des fréquences différentes (Joncquel 2005, part. 1; Meslier et Persoz 1989, part. 2.2).

---

≡ Rappelons que pour une puissance transportée donnée, les pertes sont inversement proportionnelles au carré de la tension.

≡ La grande majorité des machines utilisées pour la production d'électricité sont des machines synchrones triphasées fonctionnant en génératrices et appelées alternateurs (Chatelain 1989). Ces machines sont caractérisées par un champ statorique tournant à la même vitesse que le rotor.

≡ Les 3 phases, 4 avec le conducteur neutre si des tensions simples sont souhaitées, 5 lorsqu'un conducteur supplémentaire de protection distinct du neutre est requis.

≡ La capacité linéique d'un câble enterré est plus élevée que pour une ligne aérienne (Aguet et Ianoz 2001, part. 1.3.25).

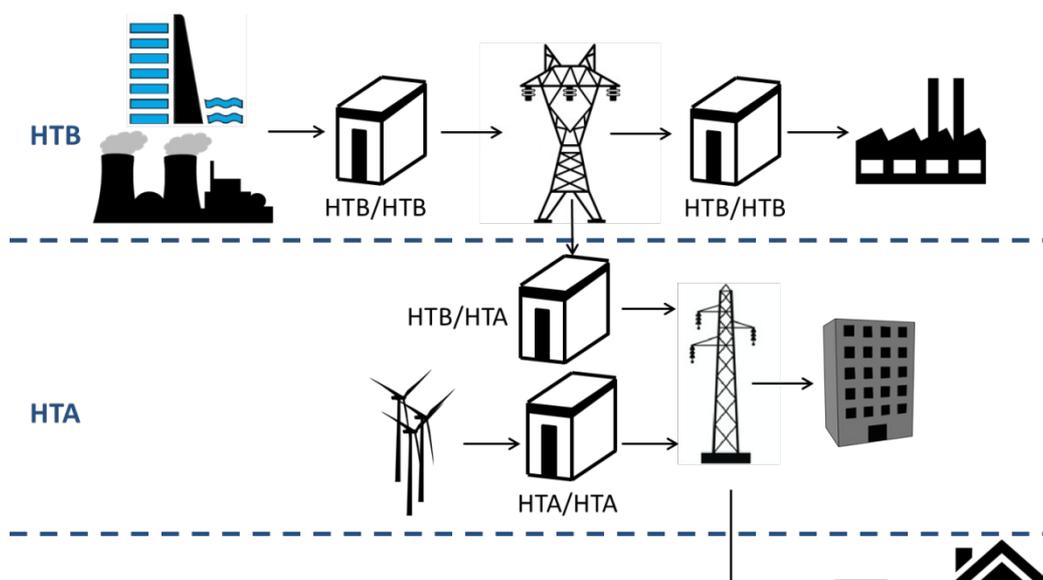


Figure 1-1 : Stratification d'un réseau électrique en plusieurs niveaux de tension<sup>λ</sup> pour acheminer l'électricité de la production à la consommation.

Ayant décrit l'architecture générale du système électrique, nous esquissons désormais les grands principes propres à son fonctionnement.

#### 1-A.1.b. *Fonctionnement du système électrique*

La plupart des commodités utilisées par les êtres humains (eau, matériaux, combustibles, nourriture ou encore produits manufacturés) peuvent être stockées ce qui permet de les consommer ou de les transformer plus ou moins longtemps après les avoir extraites ou produites. Cela n'est pas possible dans le cas de l'électricité, sauf exceptions<sup>λ</sup>. L'électricité est en effet une énergie de type « champ », qu'il faut entretenir, par opposition avec des énergies de type « matière » qui elles, peuvent se stocker.

Ainsi, on peut envisager transformer ce vecteur en une autre forme d'énergie avant de la retransformer en électricité pour la réinjecter sur le réseau :

- énergie potentielle de pesanteur dans les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEPs),
- énergie thermique avec, par exemple, l'utilisation de sels fondus couplés à une unité de solaire thermodynamique à concentration (STC),
- énergie de pression dans les stockages d'énergie à air comprimé (CAES),
- énergie cinétique dans les volants d'inertie,
- énergie électrochimique dans les batteries ou chimique dans les piles à combustible (Marquet et al. 1998).

Aujourd'hui les seuls moyens de stockage utilisés à grande échelle sont les STEPs, avec environ 140 GW installés dans le monde soit plus de 99% de l'ensemble des capacités de stockage (Enea Consulting 2012). Du fait de sa maturité, et de coûts de revient plus faibles que les autres moyens de

<sup>λ</sup> La définition des niveaux de tension pour l'Europe et la France sont donnés à l'annexe A-1.1.

<sup>λ</sup> Il est en effet possible de stocker directement l'électricité dans les condensateurs sous forme électrostatique et dans les bobines (matériaux supraconducteurs pour éviter les pertes) sous forme électromagnétique. Toutefois, ces technologies sont réservées à du stockage de court terme, pour des petites puissances et restent aujourd'hui extrêmement coûteuses (Enea Consulting 2012).

stockage, cette technologie devrait continuer à être développée dans les prochaines années, notamment dans les pays où la capacité installée est déjà importante (Japon, Chine, Etats-Unis, Espagne, Autriche ou encore Suisse). Plus de 100 nouvelles STEPs sont ainsi prévues d'ici 2020 pour un total de 74 GW (Yang 2016). Toutefois, ces investissements restent modestes comparés à la capacité totale de production d'électricité installée dans le monde, environ 5 700 GW fin 2014 (Energy Information Administration (EIA), s. d.).

Cette difficulté de stocker l'électricité, du fait du potentiel limité des stockages les plus matures et les moins coûteux, telles les STEPs, et du coût aujourd'hui prohibitif des autres technologies de stockage, est l'une des caractéristiques fondamentales du système électrique. Cette relative absence de stockage nécessite l'adéquation à chaque instant de la production et de la consommation d'électricité qui est au cœur du fonctionnement du système électrique : le dimensionnement du parc de production et du réseau électrique, les nombreuses régulations et sécurités mises en place, ont tous pour rôle d'assurer cet équilibrage instantané. Il s'agit d'éviter qu'une partie de la demande ne soit pas satisfaite.

Une autre propriété fondamentale de l'électricité est qu'elle peut être transmise très facilement et presque instantanément<sup>λ</sup> à l'aide de conducteurs. Ainsi, les réseaux électriques permettent d'éloigner les lieux de production des centres de consommation. Les premiers réseaux ont été construits à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle, relativement peu de temps après la découverte du transformateur de puissance, afin d'acheminer l'électricité depuis les centrales hydrauliques (puis dans un second temps des centrales à charbon) jusqu'aux villes (Meslier et Persoz 1989, part. 2).

Mais l'acheminement de l'électricité n'est pas la seule raison d'être des réseaux électriques. En effet, le réseau permet également de profiter du caractère aléatoire de la demande de chaque consommateur et des pannes pouvant survenir sur les groupes de production : la probabilité pour que tous les consommateurs fassent fonctionner leurs appareils électriques en même temps, ou que les groupes de production tombent en panne de concert, est nulle en pratique. En interconnectant les consommateurs et les producteurs, il va donc être possible, d'une part, de bénéficier d'un effet de foisonnement<sup>λ</sup> entre les consommations, limitant ainsi le dimensionnement du parc de production, et d'autre part, de limiter le surdimensionnement nécessaire de ce parc par rapport à la pointe de consommation pour faire face aux aléas sur la production. Ce foisonnement n'est possible qu'à condition que le réseau électrique soit suffisamment dimensionné, de manière à éviter les congestions. Un compromis doit alors être trouvé entre dimensionnement du réseau électrique et dimensionnement du parc de production.

Enfin, un autre intérêt de cette interconnexion réside dans la gestion économique du parc de production en permettant l'utilisation des centrales présentant les coûts marginaux les plus faibles pour répondre à la demande à chaque instant, et ce quelle que soit la distance qui sépare ces

---

≡ Le signal électrique est liée au déplacement de l'onde électromagnétique créée par la mise en marche des charges (les électrons) et circule donc à la vitesse de la lumière dans le milieu conducteur.

≡ Le foisonnement correspond au lissage de la consommation d'électricité, ou de la production à partir de renouvelable variable, lorsqu'elle est agrégée sur une large étendue spatiale. Cet effet est dû au fait que les variations de la consommation ou de la production ne sont pas exactement les mêmes en différents points d'un territoire donné : elles se compensent alors lorsque l'on considère la consommation ou la production totale à l'échelle de ce territoire.

centrales des lieux de consommation : « le réseau électrique collecte l'énergie là où elle est la moins chère, pour la porter là où elle est demandée » (Meslier et Persoz 1989, part. 1).

Le maintien de l'équilibre entre production et consommation est donc une tâche complexe qui nécessite, en amont, un dimensionnement approprié du système électrique, et en temps réel ou quasi-réel, des mécanismes de régulation et de sauvegarde du système. Les études, les mécanismes et les modèles nécessaires à ces différentes missions seront présentés dans le chapitre 2 (partie 2-A.). Dans la partie 1-B., nous allons analyser comment la complexité mentionnée risque d'être accrue par l'introduction massive de moyens de production utilisant des sources d'énergie renouvelables.

Le mix électrique est en constante mutation pour répondre à la croissance de la demande, à l'évolution du coût des technologies et du prix des matières premières, ou encore à des nouvelles contraintes sociétales. Nous décrivons dans la prochaine partie le contexte dans lequel s'inscrit l'évolution actuelle du système électrique.

### 1-A.2. Contexte de l'évolution du système électrique

#### 1-A.2.a. Croissance de la part du secteur électrique dans la consommation énergétique

La part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie dans le monde est en forte augmentation, passant de 9% en 1973 à 18% en 2013. Du fait du quasi-doublement de la consommation finale d'énergie sur cette période, l'accroissement de la consommation d'électricité y a été de 282%, la plus forte augmentation tous vecteurs confondus, si l'on excepte le cas spécifique de certains usages chaleur dont la portée est restreinte<sup>17</sup> (Figure 1-2). Dans les pays de l'OCDE cette augmentation a été également conséquente, quoique moins marquée, suivant ainsi la croissance plus faible de la consommation finale d'énergie pour ces pays (Figure 1-3).

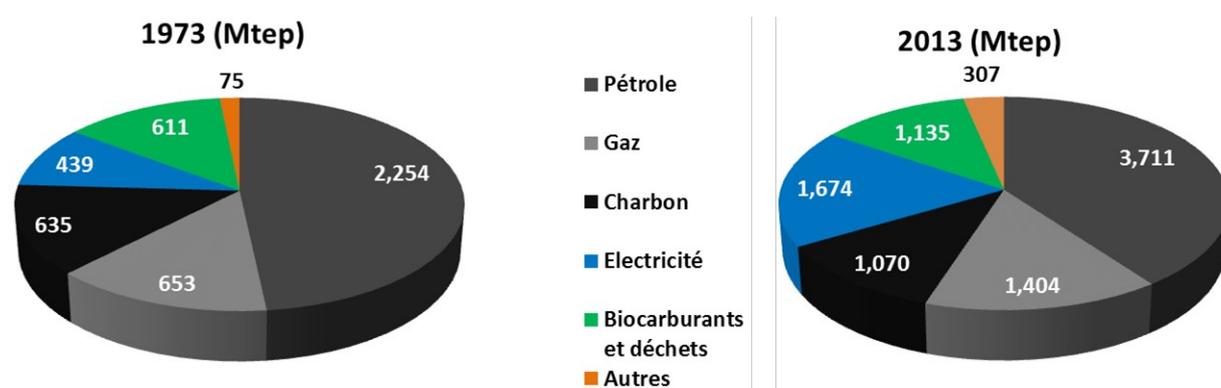


Figure 1-2 : Part des différents vecteurs énergétiques dans la consommation finale d'énergie dans le monde en 1973 et 2013.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Sur ce graphique, « Autres » représente les usages chaleur fournis par des sources d'énergie non référencées par ailleurs (géothermie, solaire, PAC...).

<sup>18</sup> En 1973, la consommation finale d'énergie dans le monde était de 4 667 Mtep, et de 9 301 Mtep en 2013 (IEA 2015c).



Figure 1-3 : Part des différents vecteurs énergétiques dans la consommation finale d'énergie dans les pays de l'OCDE en 1973 et 2013.<sup>17,λ</sup>

Cette tendance devrait se poursuivre, du fait notamment du développement du secteur électrique dans les pays émergents. Ainsi, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) estime dans son rapport *ETP 2014 (IEA 2014a)* que ce vecteur pourrait représenter 30% de la consommation finale d'énergie dans plusieurs régions du monde d'ici 2050, et 25% au niveau mondial (Figure 1-4).

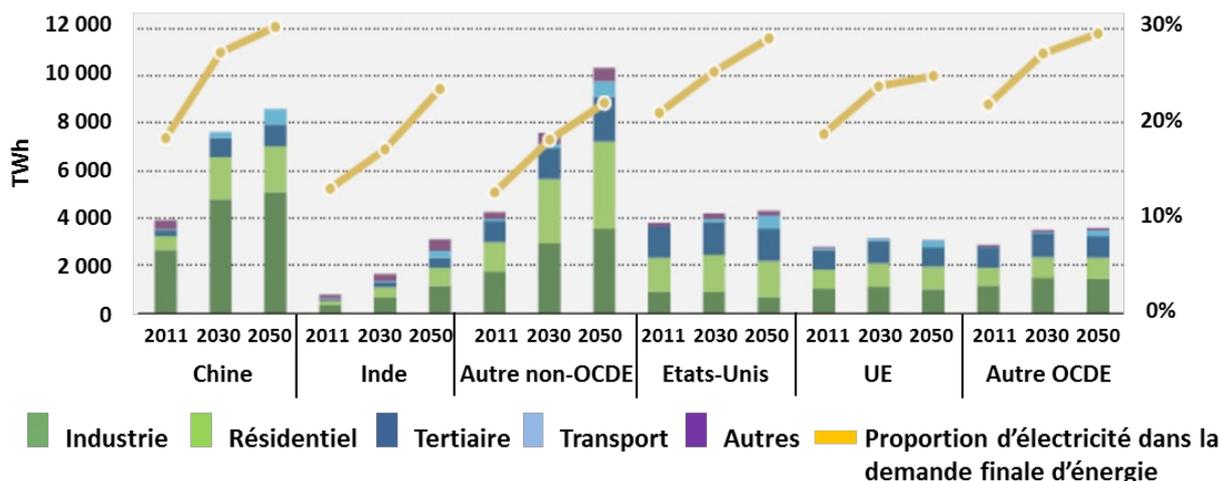


Figure 1-4 : Consommation d'électricité par secteur énergétique en 2011, 2030 et 2050 dans différentes régions du monde et part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie selon le scénario « 2DS » de l'AIE (IEA 2014a, fig. 3.2).<sup>λ</sup>

La croissance de la part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie doit être mise en regard des émissions de CO<sub>2</sub> de ce secteur dans un contexte de lutte contre les changements climatiques.

<sup>λ</sup> En 1973, la consommation finale d'énergie était de 2 816 Mtep dans les pays de l'OCDE, et de 3 646 Mtep en 2013 (IEA 2015c)

<sup>λ</sup> Scénario le plus ambitieux de l'ETP 2014 en termes de réduction des gaz à effet de serre et compatible avec une limitation de la hausse des températures moyennes à la surface de la Terre de 2°C d'ici à la fin du siècle.

### 1-A.2.b. *Rôle du secteur électrique dans la lutte contre les changements climatiques*

Le système électrique est aujourd'hui l'un des principaux émetteurs de gaz à effet de serre : en 2013, 42% des émissions de CO<sub>2</sub>, le principal gaz responsable du réchauffement climatique d'origine anthropogénique<sup>λ</sup>, étaient imputées aux secteurs électricité et chaleur, devant le transport ou encore les émissions directes de l'industrie (Figure 1-5).

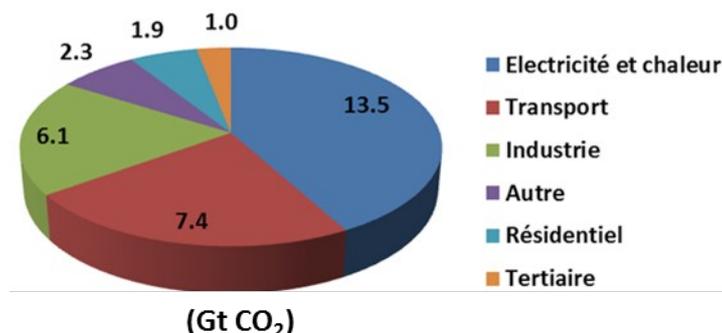


Figure 1-5 : Emissions de CO<sub>2</sub> mondiales en 2013 par secteur d'activité (IEA 2015b, fig. 10).

Malgré la part du secteur électrique dans les émissions de CO<sub>2</sub>, celui-ci est généralement présenté comme plus facile à décarboner. Des objectifs plus ambitieux de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> que pour les autres secteurs lui sont alors alloués. Par exemple, au niveau européen, la « *feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050* » prévoit une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 79% à 82% en 2050 par rapport aux niveaux de 1990 pour l'ensemble du secteur énergétique, alors que pour le secteur électrique, cette réduction doit atteindre 93% à 99% au même horizon. C'est le secteur qui présente les réductions les plus élevées dans cette feuille de route (Commission Européenne 2011). Du fait du potentiel attribué au secteur électrique dans la décarbonisation de l'économie, nombre de scénarios envisagent une électrification croissante d'autres secteurs, tels que le transport ou le bâtiment. Le scénario 2DS<sup>20</sup>, du rapport ETP 2014 de l'AIE, envisage par exemple une électrification à 10% de la demande finale du secteur des transports, responsable à elle seule de 50% des gains réalisés dans ce secteur en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> (IEA 2014a).

Les stratégies proposées pour décarboner ce secteur passent généralement par une plus grande maîtrise de la demande, avec notamment l'usage d'équipements plus efficaces, et le remplacement des moyens de production actuels, dont les deux tiers utilisent des combustibles fossiles (Figure 1-6), par des technologies avec un faible contenu carbone. Ces technologies peuvent être classées en trois grandes catégories :

- le nucléaire,
- le fossile doté de technologies de capture et de stockage du carbone (CCS),
- et le renouvelable.

Le nucléaire et le renouvelable hors hydraulique sont d'ailleurs les technologies qui ont connu la croissance la plus forte ces trente dernières années (Figure 1-6).

<sup>λ</sup> Le CO<sub>2</sub> compte pour environ 60% des émissions totales de gaz à effet de serre (IEA 2015b).

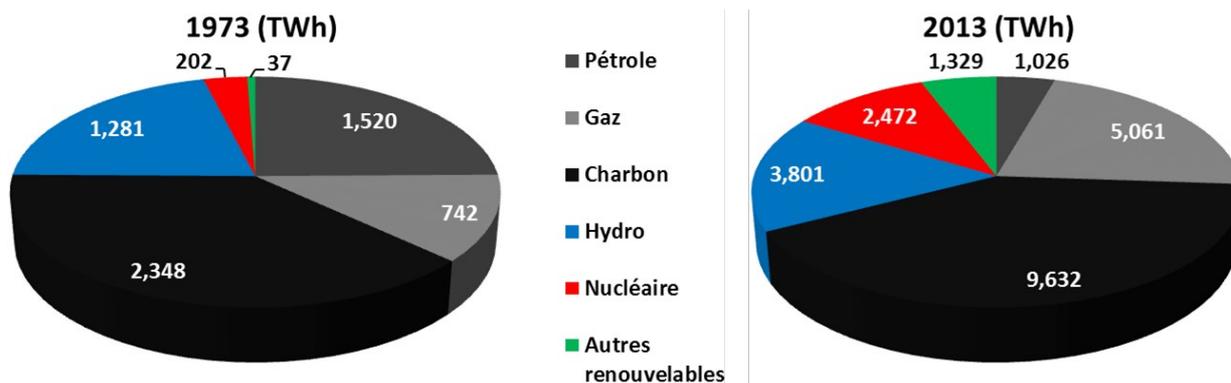


Figure 1-6 : Part des différents combustibles dans la production d'électricité (hors turbinage des STEPs) dans le monde en 1973 et 2013.<sup>22,23</sup>

L'évolution des capacités installées ne reflète que partiellement celle des productions du fait de facteurs de charge très différents suivant les moyens de production. Ainsi, la capacité installée du renouvelable hors hydraulique a considérablement plus augmenté que la production d'électricité issue de ces moyens de production (Figure 1-7).



Figure 1-7 : Part des différentes technologies dans la capacité mondiale installée de moyens de production d'électricité en 1980 et 2012.<sup>22,24</sup>

Le système électrique est donc amené à jouer un rôle central dans la lutte contre les changements climatiques, à la fois par une électrification croissante des pays émergents et en voie de développement, et de secteurs jusqu'alors peu électrifiés, mais également parce qu'il repose encore aujourd'hui sur une production très fortement carbonée. Le renouvelable est l'une des options technologiques étudiées pour décarboner le système électrique. Voyons à présent quelle est sa place actuelle dans la production d'électricité et comment celle-ci est en train d'évoluer.

#### 1-A.2.c. Essor du renouvelable dans la production d'électricité

Bien que les énergies renouvelables autres que l'hydraulique représentent encore aujourd'hui une faible proportion de la production d'électricité dans le monde (6% en 2014 (REN21 2015)), leur part n'a cessé de croître durant les 15 dernières années : le solaire photovoltaïque est passé de 1,2 TWh de production en 2002 à 186 TWh en 2014, soit plus de 50% d'augmentation par an, tandis que l'éolien est passé de 52,5 TWh en 2002 à 534 TWh en 2015, soit près de 25% d'augmentation annuelle (Observer, EDF, et Fondation Energies pour le Monde 2013; BP 2016). Depuis 2010, le

<sup>22</sup> Sur ce graphique, « Autres renouvelables » représente l'éolien, le solaire, la géothermie et la biomasse.

<sup>23</sup> En 1973, la production d'électricité était de 6 131 TWh, et de 23 322 TWh en 2013 (IEA 2015c).

<sup>24</sup> En 1980, la capacité installée était de 1 983 GW, et de 5 550 GW en 2012 (Energy Information Administration (EIA), s. d.).

renouvelable représente le premier poste en termes d'investissements dans les nouvelles capacités installées (REN21 2015), essentiellement de l'éolien, du photovoltaïque et de l'hydraulique, dont la capacité représentait respectivement 432 GW, 230 GW et 1064 GW<sup>λ</sup> fin 2015 (REN21 2016), avec des moyennes respectives de 34 GW, 20 GW et 27 GW installés par an depuis 2005<sup>λ</sup>.

Si l'Europe a joué un rôle de leader dans le développement de l'éolien et le photovoltaïque, notamment l'Allemagne et l'Espagne, les nouveaux investissements sont aujourd'hui tirés par la Chine, avec un rôle très variable des Etats-Unis suivant les années (Figure 1-8 et Figure 1-9). La Chine a également été le principal investisseur dans l'hydraulique sur la dernière décennie, représentant 60% des nouvelles capacités (IEA 2016, chap. 9), et atteignant 296 GW fin 2015, soit 28% de la capacité hydraulique mondiale (REN21 2016).

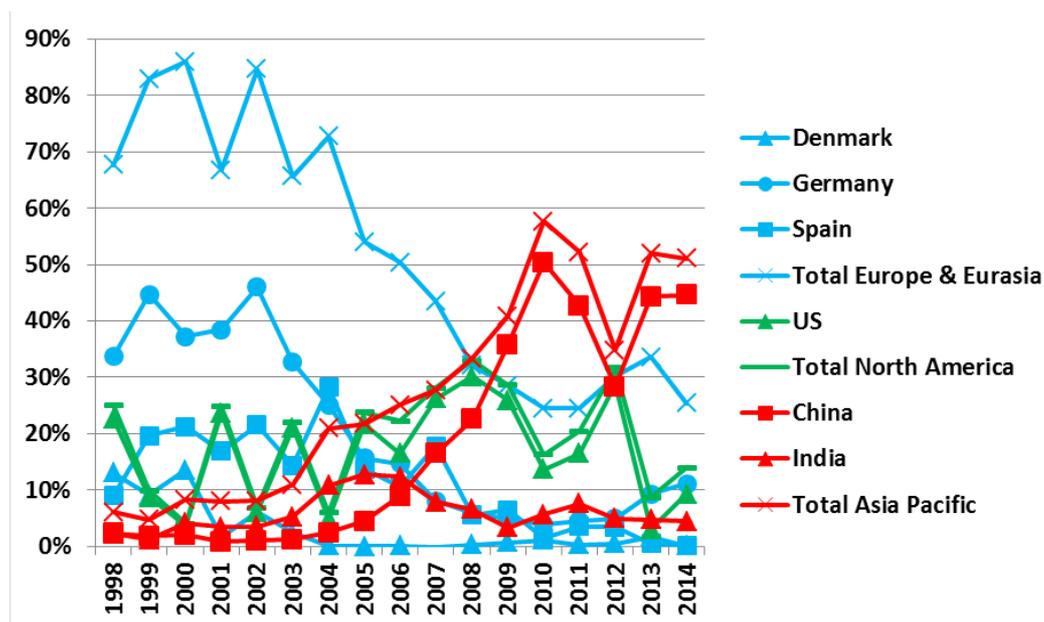


Figure 1-8 : Part de différents pays dans la capacité éolienne installée dans le monde chaque année entre 1998 et 2014.<sup>λ,λ</sup>

<sup>λ</sup> Hors STEPs qui représentaient 145 GW.

<sup>λ</sup> On note une accélération des investissements dans le photovoltaïque sur les dernières années avec 31 GW/an depuis 2010.

<sup>λ</sup> Compilation de l'auteur à partir de données issues de (BP 2016).

<sup>λ</sup> Sur ce graphe ne sont représentés que les pays/continents ayant totalisé plus de 10% de la capacité mondiale installée au moins une année. En bleu les pays européens, en vert les pays d'Amérique du Nord et en rouge les pays asiatiques. Les totaux représentent la somme des contributions de chaque pays du continent concerné.

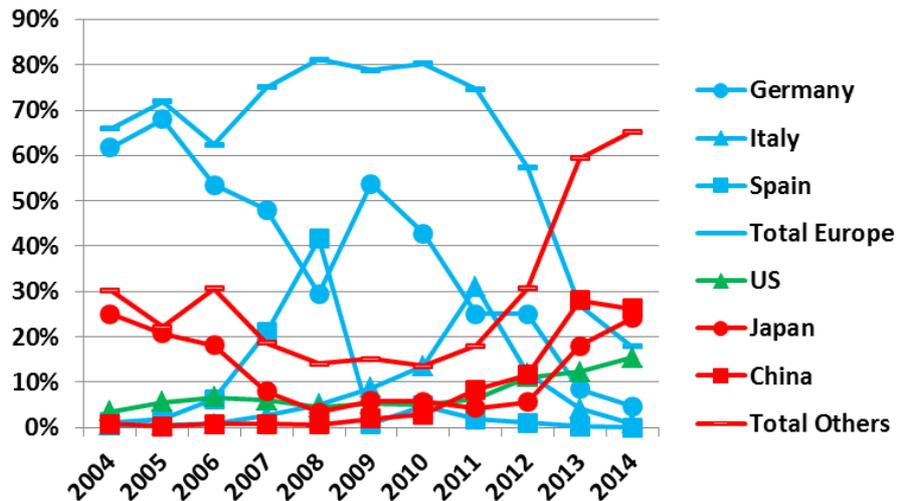


Figure 1-9 : Part de différents pays dans la capacité photovoltaïque installée dans le monde chaque année entre 2004 et 2014.<sup>27,28,λ</sup>

Cet essor s’appuie notamment sur la mise en place de politiques incitatives en faveur des renouvelables. Ainsi, le nombre de pays ayant mis en place de telles politiques ou ayant des objectifs de pénétration de ces formes d’énergie est également en constante augmentation avec 164 pays ayant défini de tels objectifs début 2015 (Figure 1-10) contre environ quatre fois moins dix ans plus tôt (REN21 2015).

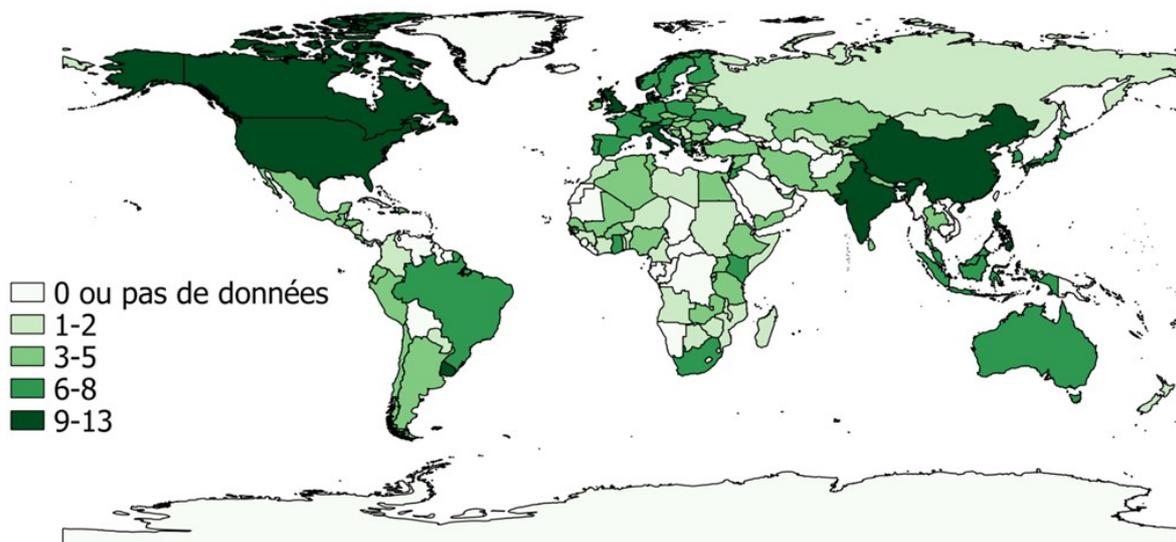


Figure 1-10 : Nombre de politiques renouvelables par pays en 2014 (REN21 2014).

Si l’on zoome maintenant sur l’Europe, la production du renouvelable a plus que doublé, du fait d’un fort accroissement des productions éolienne et photovoltaïque, de la production issue des centrales à biomasse et des unités de valorisation des déchets (Figure 1-11).

≡ Nous n’avons pas indiqué les valeurs avant 2004 car les nouvelles capacités mondiales de photovoltaïque étaient alors très faibles (inférieures au GW).

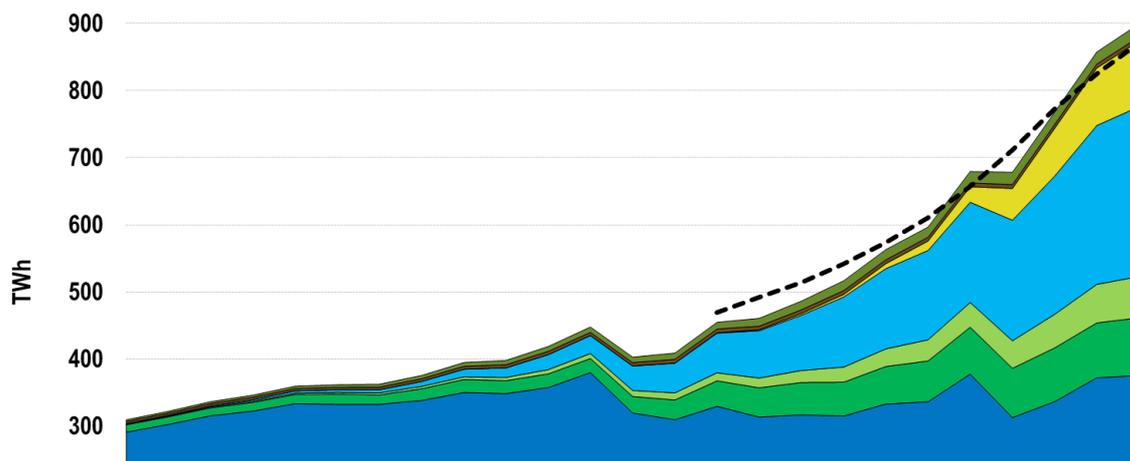


Figure 1-11 : Production d'électricité renouvelable en Europe entre 1990 et 2014 (Eurostat 2016, fig. 3).

La situation est toutefois disparate entre les différents pays européens : les mix électriques sont très contrastés et certains pays (Islande, Norvège) ont une production d'électricité presque exclusivement issue du renouvelable, quand d'autres (Malte, le Luxembourg, la Hongrie ou encore Chypre) ont moins de 10% de ces sources d'énergie dans leur bouquet énergétique (Figure 1-12). L'Union Européenne atteignait 27% d'électricité d'origine renouvelable en 2014.

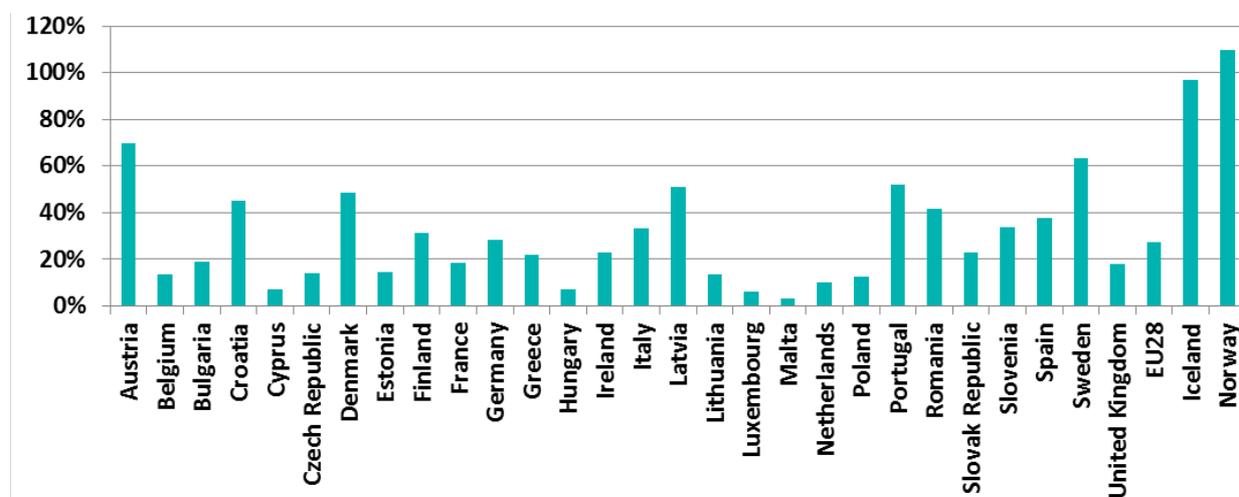


Figure 1-12 : Part du renouvelable dans la consommation d'électricité en 2014 dans les différents pays de l'Union Européenne, en Islande et en Norvège (Eurostat 2016).

En France, l'augmentation de la capacité depuis une dizaine d'années est essentiellement due à l'essor de l'éolien et du photovoltaïque. Une diminution de la capacité fossile est également observée, du fait notamment du déclassement des centrales charbon qui ne respectaient pas les nouvelles réglementations environnementales européennes sur les grandes installations de combustibles (directive GIC) (RTE 2012a, 12). Ainsi, depuis 2005 ce sont environ 10 GW d'éolien qui ont été installés et environ 6 GW de capacité photovoltaïque depuis 2010, tandis qu'entre 2013 et 2016 près de 5 GW de charbon ont été déclassés (Figure 1-13). Le déclassement des centrales thermiques fossiles se poursuit en 2016 avec l'arrêt de groupes fioul ne respectant pas les nouvelles normes « IED » (*Industrial Emissions Directive*) applicables depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

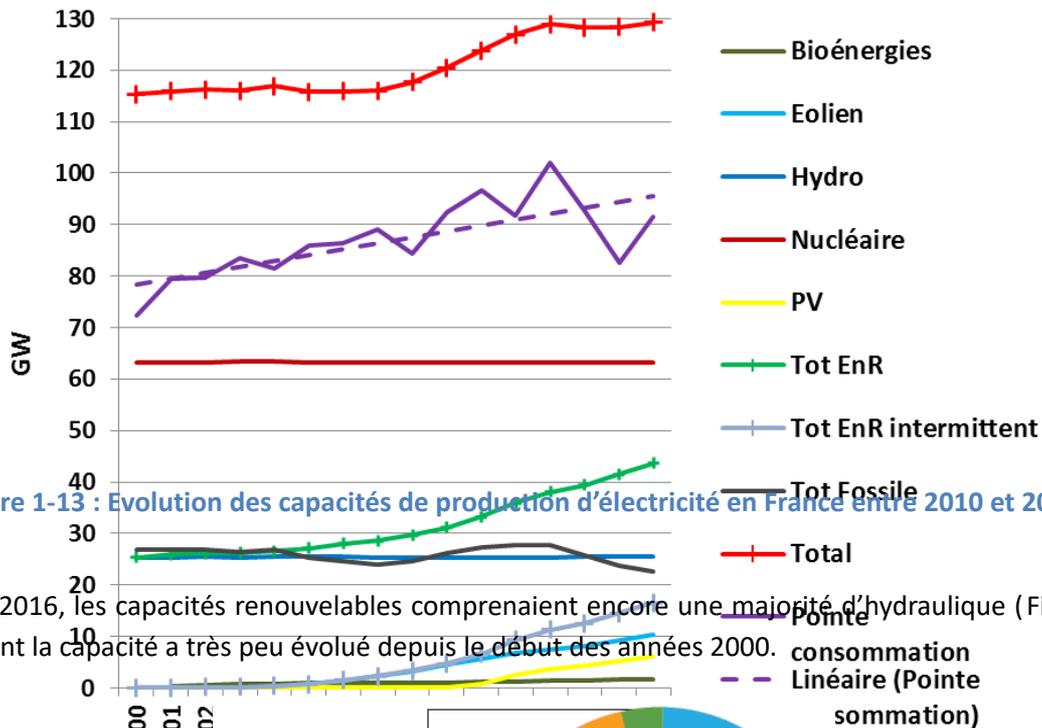


Figure 1-13 : Evolution des capacités de production d'électricité en France entre 2010 et 2015.<sup>λ</sup>

Début 2016, les capacités renouvelables comprenaient encore une majorité d'hydraulique (Figure 1-14), dont la capacité a très peu évolué depuis le début des années 2000.

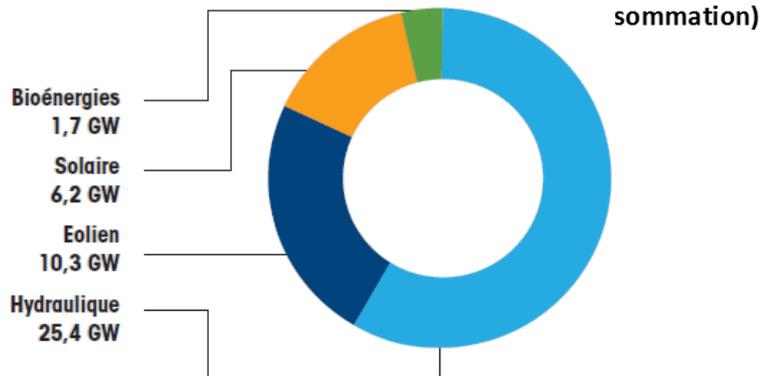


Figure 1-14 : Parc renouvelable raccordé au 31 décembre 2015 en France métropolitaine (RTE et al. 2016).

Cet essor du renouvelable variable est toutefois moins net quant à la production d'électricité du fait des facteurs de charge plus faibles de ces sources d'énergie comparativement aux moyens conventionnels. A ce jour, la variation annuelle de la production d'électricité d'origine renouvelable reste essentiellement liée à celle de la disponibilité hydraulique : entre 2000 et 2015 la production hydraulique est descendue jusqu'à 50 TWh (en 2011) et montée jusqu'à 77 TWh (en 2001) (Figure 1-15).

<sup>λ</sup> Compilation de l'auteur à partir de données issues de RTE.

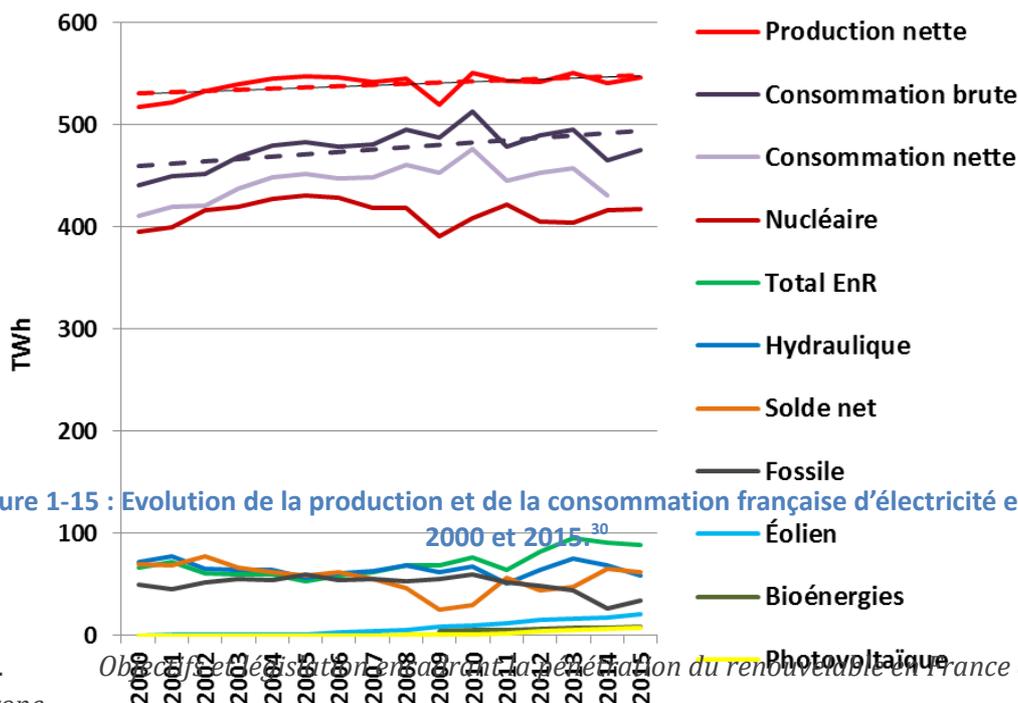


Figure 1-15 : Evolution de la production et de la consommation française d'électricité entre

1-A.2.d.

Europe

L'essor du renouvelable décrit précédemment résulte d'une volonté des pouvoirs publics d'accroître la part de ces énergies dans le mix électrique, volonté qui s'est traduite par des objectifs de pénétration de ces sources d'énergie.

Les objectifs « 3 fois 20 » de l'Union Européenne incluent ainsi un objectif de pénétration des énergies renouvelables de 20% dans la consommation d'énergie finale à 2020 (Parlement Européen et Conseil, s. d.)<sup>λ</sup>. Cet objectif a récemment été prolongé à 2030 et porté à 27% (Commission Européenne 2014a). En France, la récente loi sur *la transition énergétique pour la croissance verte* contient un objectif de 32% de renouvelable dans la consommation finale d'énergie et de 40% dans la production d'électricité en 2030 (Loi n° 2015-992 2015)<sup>λ</sup>.

A plus long terme, l'Union Européenne, et en particulier le gouvernement français, affichent des objectifs ambitieux de réduction des gaz à effet de serre : la Commission Européenne vise un objectif de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 80% en 2050 par rapport au niveau de 1990, avec une réduction comprise entre 90 et 100% pour le secteur électrique (Commission Européenne 2011). La France s'est alignée sur cet engagement à travers la loi POPE (Loi n° 2005-781 2005) et le Grenelle de l'environnement (Loi n° 2009-967 2009). Bien qu'il n'y ait pas d'engagement des Etats sur le niveau de pénétration des énergies renouvelables à cet horizon, ces dernières pourraient jouer un rôle central dans la décarbonisation de l'économie du fait des incertitudes qui pèsent sur les technologies concurrentes, que ce soit le nucléaire avec sa sortie plus ou moins rapide dans plusieurs pays

<sup>λ</sup> Les deux autres objectifs sont la baisse des émissions de gaz à effet de serre de 20% en 2020 par rapport à leur niveau de 1990, ainsi qu'une amélioration de l'efficacité énergétique à hauteur de 20% d'ici à 2020.

<sup>λ</sup> La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) a fait l'objet d'un récent projet de décret afin de fixer l'action du gouvernement en matière de politique énergétique de manière à respecter les objectifs de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte. Dans ce cadre, des objectifs de pénétration des différentes formes d'énergie renouvelable dans les secteurs électrique, de la chaleur, du réseau de gaz et des carburants pour véhicules ont été fixés pour 2018 et 2023 (Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer 2016b).

européens, ou les technologies de capture et de stockage du carbone encore peu matures aujourd'hui.

Afin d'atteindre les objectifs de pénétration du renouvelable, différents mécanismes de rémunération ont été mis en place pour compenser la moindre rentabilité de ces sources d'énergie : soutien à la recherche et développement, réductions d'impôts, enchères, certificats verts, tarifs d'obligation d'achat ou encore compléments de rémunération (Percebois 2014; Menanteau, Finon, et Lamy 2003). Toutefois, ces dispositifs créent des distorsions de marché qui mettent en difficulté les électriciens historiques : la priorité donnée au renouvelable sur les réseaux électriques et la croissance des capacités dans un contexte de demande stagnante, conduisent à une sous-utilisation des centrales thermiques et à une chute des prix marginaux sur le marché de gros de l'électricité, réduisant la rentabilité des actifs de production conventionnels (Groot 2013)<sup>λ</sup>.

En France, des enchères ont été mises en place à la fin des années 1990 pour promouvoir la filière éolienne dans le cadre du programme Eole 2005 (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer 1999), avant d'être remplacées en 2000 par des tarifs d'obligation d'achat promulgués (*Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité* | Legifrance 2000). Les tarifs d'achat actuellement en vigueur en France pour les différentes formes de production d'électricité d'origine renouvelable sont résumés dans le Tableau A-17 en annexe. En septembre 2015, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a présenté un projet de décret visant à remplacer progressivement les tarifs d'obligation d'achat par des compléments de rémunération dans le but de favoriser l'intégration au marché de l'électricité des moyens de production renouvelable (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer 2016).

Nous avons vu que la pénétration du renouvelable dans la production d'électricité était un élément nouveau de l'évolution du système électrique. Parmi les différents moyens de production renouvelables, l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque ont connu un essor particulièrement important ces dernières années. Ces deux dernières formes d'énergie, qui sont encouragées par un certain nombre de mesures politiques, présentent toutefois des caractéristiques particulières (production non-pilotable, moindre prévisibilité, énergie dispersée, fonctionnement non-synchrone) qui pourraient affecter la structure et le fonctionnement du système électrique décrits dans la partie 1-A.1.. Nous allons maintenant détailler ces caractéristiques et leurs conséquences possibles sur le système électrique.

---

<sup>λ</sup> D'autres éléments de contexte doivent toutefois être pris en compte pour expliquer les difficultés des grands électriciens européens : la crise économique responsable d'une stagnation, voire d'une baisse de la consommation d'électricité mais également de difficultés pour les Etats de maintenir un cadre stable pour le soutien au renouvelable ; l'arrivée du charbon américain bon marché qui a rendu les centrales au gaz non compétitives alors qu'elles ont constitué l'un des investissements majeurs des années 2000 en termes de capacité installée et que l'approvisionnement en gaz faisait souvent l'objet de contrat de long terme en gré à gré.

## 1-B. Intégration du renouvelable variable dans le système électrique

Des différents panoramas présentés partie 1-A.2.c. se dégage le constat que la pénétration des moyens renouvelables dans la production électrique a reposé essentiellement sur l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque durant la dernière décennie. Une telle période reste certes relativement faible au regard de la durée de vie des actifs du système électrique (entre 20 et 80 années pour les moyens de production, encore plus pour les infrastructures du réseau). Toutefois, les objectifs de limitations des émissions de gaz à effet de serre (Nations Unies 2016), ainsi que les objectifs spécifiques à la pénétration du renouvelable (partie 1-A.2.d.), devraient conduire à maintenir des investissements élevés dans les moyens renouvelables pour la production d'électricité. Or, excepté l'hydraulique<sup>λ</sup>, ces moyens de production sont variables (voir ci-dessous) et pourraient à ce titre altérer la gestion du système électrique (partie 1-B.1.). De plus, leur développement peut aussi bien reposer sur des moyens de production centralisés, profitant d'effets d'échelle et de meilleurs gisements, que sur des moyens décentralisés, situés au plus proche de la consommation<sup>λ</sup>. Dans le deuxième cas, leur pénétration viendrait profondément modifier l'architecture du réseau électrique (voir partie 1-B.2.).

Dans ce manuscrit le renouvelable variable est défini comme l'ensemble des technologies de production d'électricité utilisant des sources renouvelables d'énergie, non stockables, et dont la production dépend des conditions météorologiques. La production d'électricité de ces technologies est généralement moins prévisible<sup>λ</sup> que celle des moyens conventionnels et surtout non contrôlable. Elles ne peuvent donc pas être utilisées directement<sup>λ</sup> pour faire du suivi de charge ce qui accroît la variabilité du système électrique. Le renouvelable variable comprend l'éolien, le solaire (photovoltaïque et thermodynamique), l'hydraulique au fil de l'eau, ainsi que la plupart des énergies marines (hydrolien, marémoteur, houlomoteur). Le renouvelable non-variable comprend l'hydraulique de barrage, la biomasse solide, le biogaz, l'énergie issue de la valorisation des déchets<sup>λ</sup>, la géothermie et l'énergie thermique des mers.

Au vu de la faible maturité des énergies marines et leur développement encore naissant, et au contraire, étant donnée la grande expérience des opérateurs de réseau concernant l'hydraulique au fil de l'eau, moins variable et plus prévisible que l'éolien et le solaire, nous focalisons principalement notre attention sur les questions posées par l'intégration de ces derniers dans notre travail<sup>λ</sup>.

---

≡ Hydraulique dont le potentiel restant est inégalement réparti : il est par exemple plus limité en Europe qui utilise déjà une partie importante du potentiel sur son territoire.

≡ Le cas le plus décentralisé étant celui de l'autoconsommation (c'est-à-dire d'une production consommée sur place et non injectée sur le réseau). Couplée à des moyens de stockage elle peut permettre d'aplatir la courbe de charge et de réduire le dimensionnement du réseau de distribution (et indirectement celui du réseau de transport).

≡ Les moyens de production renouvelable utilisant les énergies marines devraient être plus faciles à intégrer au système électrique que l'éolien et le photovoltaïque, les marées étant prévisibles, et la variabilité des courants marins est moins forte à l'échelle de la journée (elle est essentiellement saisonnière) (Widén et al. 2015).

≡ Sans recourir à des moyens de stockage supplémentaires.

≡ Dans la suite de ce document nous regrouperons fréquemment ces 3 types d'énergie renouvelable (biomasse solide, le biogaz, valorisation des déchets) sous l'appellation « biomasse » par souci de simplicité.

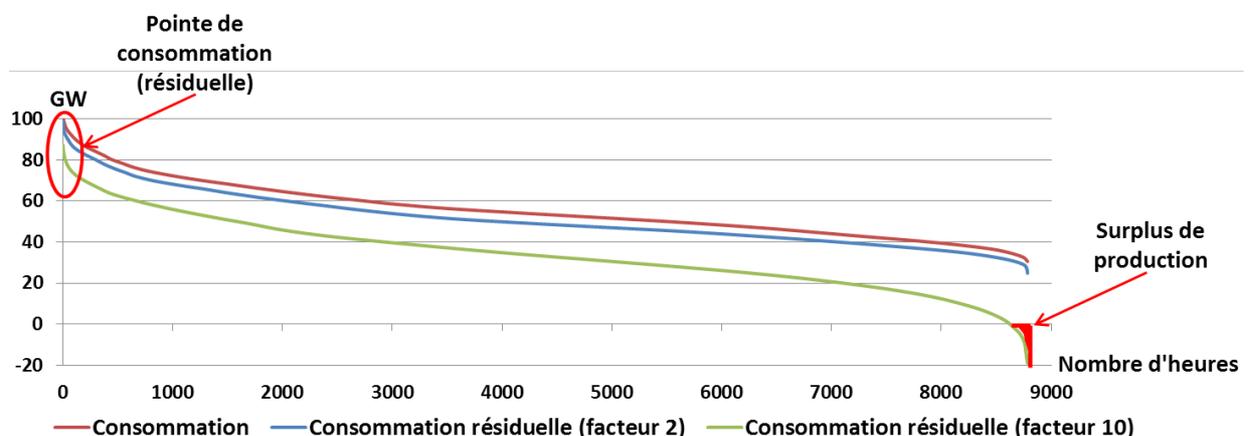
≡ D'autres problématiques se posent quant au développement des centrales hydrauliques et à la gestion des ressources hydrauliques. Notamment parce que la production d'électricité entre en compétition avec d'autres usages et parce que la ressource hydraulique sera certainement affectée par les changements climatiques

### 1-B.1. Impacts du renouvelable variable sur la gestion du système électrique

Les gestionnaires de réseau doivent être capables d'anticiper les variations journalières et saisonnières de la demande pour la suivre en temps réel grâce à un ajustement rapide de la production. La pénétration du renouvelable variable vient accroître l'amplitude de ces variations et rend leur anticipation plus délicate. Il devient alors plus complexe pour les gestionnaires de réseau de garantir l'équilibre entre production et consommation d'électricité. Nous résumons ici les différentes raisons de cette complexité accrue, raisons que nous exposerons plus en détail dans le chapitre 2, partie 2-B..

La première difficulté posée par le renouvelable variable réside dans sa faible corrélation avec la demande. Ainsi, un accroissement de la capacité installée ne se traduit pas nécessairement par une augmentation correspondante de la couverture de la demande. En effet, il peut subsister des périodes où la production renouvelable variable excède la demande, et d'autres durant lesquelles la production renouvelable variable est faible et la demande élevée (Figure 1-16). Dans le premier cas, il faut pouvoir exporter ou stocker le surplus de production, à moins de consentir à ne pas le valoriser (c'est-à-dire à le perdre), ce qui impacterait négativement le bilan économique du renouvelable variable. Dans le second cas, il faut disposer de moyens supplémentaires capables de répondre à la demande : moyens de production pilotables, moyens de stockage remplis durant les périodes forte production renouvelable, importations.

L'interconnexion des systèmes électriques permet de bénéficier d'un foisonnement de la production renouvelable, c'est-à-dire d'une réduction de sa variabilité à l'échelle de l'ensemble de ce système interconnecté. Toutefois, un foisonnement à l'échelle de l'Europe ne suffirait pas pour éviter des périodes avec une production renouvelable variable relativement faible.



**Figure 1-16 : Monotone des puissances pour la consommation seule et la consommation résiduelle<sup>λ</sup>, avec un facteur de pondération pour la production du renouvelable variable (éolienne et photovoltaïque).<sup>λ</sup>**

(Tarroja, AghaKouchak, et Samuelson 2016).

≡ La consommation résiduelle désigne la différence entre la consommation et la production renouvelable variable.

≡ Le facteur de pondération montre l'évolution de la monotone des puissances avec l'augmentation de la production renouvelable variable. Il est supposé ici que l'accroissement de la pénétration de l'éolien et du photovoltaïque dans la production électrique conserve parfaitement la courbe de production. En réalité, la courbe de production évoluerait avec la pénétration car la ressource n'est pas similaire sur l'ensemble du territoire (compilation de l'auteur à partir de données au pas demi-heure pour la consommation et la production éolienne et photovoltaïque en France en 2012, disponible sur le site éco2mix de RTE (RTE 2014e)).

La deuxième difficulté concerne la moindre prévisibilité de l'éolien et du solaire comparativement à celle des moyens conventionnels. De plus, ces moyens disposent d'un retour d'expérience réduit qui rend difficile l'anticipation des écarts de production pour les gestionnaires de réseau. Ces derniers doivent pourtant s'assurer que suffisamment de réserves<sup>λ</sup> seront disponibles en temps réel pour se prémunir contre les aléas. Ainsi, les moyens renouvelables variables tendent à accroître les besoins de réserve.

Une troisième difficulté provient de la participation limitée des moyens éoliens et photovoltaïques aux services système (chapitre 2, partie 2-A.1.). Or, ces derniers sont essentiels pour garantir la qualité et la continuité de la fourniture d'électricité. Lorsque la pénétration du renouvelable variable reste limitée, les autres moyens de production fournissent les services nécessaires au bon fonctionnement du système, y compris en tenant compte de l'aléa supplémentaire induit par ces moyens renouvelables. Mais lorsque cette pénétration croît, les erreurs de prévision deviennent plus fréquentes, et plus graves, alors que les moyens disponibles pour y faire face sont réduits.

Enfin, la quatrième difficulté, que nous avons déjà mentionnée (partie 1-A.2.d.), est d'ordre économique. D'une part, le renouvelable est injectée prioritairement sur le réseau électrique et les productions variables ne sont pas bien corrélées avec la consommation. Ces deux effets combinés induisent des prix marginaux de l'électricité faibles, voire négatifs, lors des pics de production éoliens et photovoltaïques, réduisant ainsi la rentabilité des autres actifs de production pourtant nécessaires à l'équilibre général du système électrique (équilibre production – consommation lorsque le renouvelable variable ne permet pas de répondre seul à la demande, et services système). D'autre part, hors subventions il est aujourd'hui encore difficile de rentabiliser les capacités renouvelables variables. Une pénétration plus importante du renouvelable variable invite donc à une réflexion plus générale sur le cadre économique et réglementaire.

### ***1-B.2. Impacts du renouvelable variable sur l'architecture du réseau électrique***

Par ailleurs, ces moyens de production sont aujourd'hui plus souvent décentralisés que les moyens de production conventionnels (voir Figure 1-17). Il faut donc repenser la structure du réseau électrique. D'une part, il s'agit d'assurer que les réseaux de basse et moyenne tension (BT et MT) soient en mesure de supporter cette nouvelle production<sup>λ</sup>. D'autre part, il faut également que le réseau de haute tension (HT) puisse éventuellement accepter des flux d'électricité en provenance du réseau de distribution alors qu'il avait initialement été dimensionné pour acheminer l'électricité produite par les centrales vers les niveaux de tension inférieurs. Ce cas de figure est déjà observé sur le réseau électrique français : à titre d'illustration, le volume de raccordement d'installations éoliennes atteint jusqu'à sept fois la puissance consommée à la pointe dans certains départements (Fraisie et Karsenti 2014, part. 2.2.1).

---

<sup>λ</sup> La notion de réserves est présentée au chapitre 2, partie 2-A.1..

<sup>λ</sup> Notamment en évaluant les risques de surtension au niveau des postes de transformation (Fraisie et Karsenti 2014, part. 1.2.2.5).

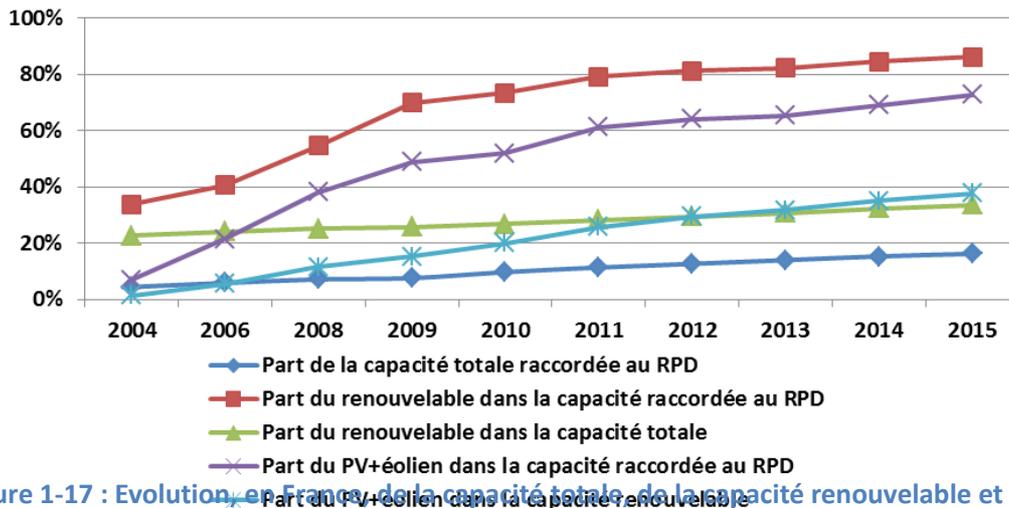


Figure 1-17 : Evolution en France de la capacité totale, de la capacité renouvelable et de la capacité du photovoltaïque et de l'éolien raccordées au Réseau Public de Distribution (RPD).<sup>λ</sup>

Toutefois, la tendance illustrée par la Figure 1-17 pourrait ne pas se poursuivre. La taille des centrales de production éolienne ou solaire s'accroît actuellement, atteignant parfois des tailles comparables à celles des centrales constituées de moyens conventionnels<sup>λ</sup>. De plus, le développement de l'éolien en mer, ou encore les grands projets d'aménagement de type « supergrid »<sup>λ</sup>, pourraient accélérer cette augmentation de la taille des centrales renouvelables.

Deux évolutions contrastées peuvent donc être envisagées quant à la pénétration du renouvelable. L'une repose sur des moyens de petite taille, situés au plus près de la consommation, l'autre sur une architecture très centralisée, à l'image du système électrique actuel. Il s'agira alors de pouvoir évaluer ces possibles évolutions et leurs impacts respectifs sur le reste du système électrique.

Le système électrique est donc en train d'évoluer en intégrant des formes d'énergie qui pourraient altérer son fonctionnement. L'inertie des investissements réalisés dans le secteur électrique et des changements climatiques auxquels ce secteur contribue fortement, militent pour l'étude des évolutions du système électrique sur le long terme. Cette étude devra également intégrer une description du fonctionnement du système électrique, notamment de l'équilibre production – consommation et des besoins en réserves, afin de pouvoir analyser la pertinence d'évolutions contrastées de ce système. Nous présentons maintenant la prospective et montrons qu'elle est un cadre pertinent pour ce type d'étude.

<sup>λ</sup> Compilation de l'auteur à partir de données issues de (RTE 2016b; RTE 2012c; SER 2010)

<sup>λ</sup> Début 2016 il y avait dans le monde 120 centrales photovoltaïques de plus de 50 MW contre 70 un an plus tôt, et 33 des 50 plus grosses centrales photovoltaïques ont été installées en 2015 ou début 2016. La taille des turbines éoliennes continuent également de croître, les centrales éoliennes installées en 2015 ayant une taille moyenne de turbine supérieure à 2 MW (2,7 MW en Europe notamment du fait de l'installation d'éoliennes en mer de plus grande taille) (REN21 2016).

<sup>λ</sup> Il s'agit du développement concomitant des moyens de production et des infrastructures de réseau de manière à profiter des meilleurs gisements et d'effets de foisonnement à une échelle continentale (Commission de Régulation de l'Énergie 2016b).

## 1-C. Prospective et modélisation du système électrique

Afin de répondre aux défis sociétaux et environnementaux actuels, les sociétés doivent effectuer des choix politiques : quels objectifs de réduction voulons-nous fixer pour les émissions de gaz à effet ? Par quels moyens souhaitons-nous-y parvenir ? Pour aborder ces choix, il faut pouvoir poser les différentes options dans un cadre qui permette leur comparaison aussi bien sur des critères technico-économiques qu'en termes d'impacts sociaux et environnementaux. Ce cadre doit également permettre d'envisager des évolutions de long terme, éventuellement en rupture avec l'existant. En effet, les durées de vie des actifs de production et des infrastructures de réseaux se comptent typiquement en dizaines d'années, les temps de construction en années, et les grandes orientations énergétiques fixent des objectifs à des horizons plus ou moins lointains (2020, 2030, 2050...). La prospective offre un tel cadre d'analyse.

### 1-C.1. La démarche prospective

#### 1-C.1.a. Différents modèles pour aborder le long terme

La prospective est une « indiscipline intellectuelle » (Pierre Massé) qui envisage le long terme comme étant « à inventer » (Gaston Berger). Elle peut s'assortir d'outils méthodologiques appropriés afin d'éclairer les choix présents pouvant avoir un impact sur le futur. Gaston Berger, qui créa le premier centre de prospective français en 1957, a proposé une caractérisation de l'étude prospective reposant sur une approche « globale » des systèmes étudiés, une « vision à long terme », une « analyse qualitative », la recherche de « rationalité » et le « caractère volontariste de la projection dans le futur » (Dalmedico et Collectif 2007; Berger 1964). La prospective se distingue ainsi de la prédiction : suivant la maxime de Maurice Blondel « L'avenir ne se prévoit pas, il se prépare », elle ne s'intéresse pas tant à ce qui va advenir qu'aux conséquences possibles de décisions politiques dans une attitude tournée vers la construction du futur.

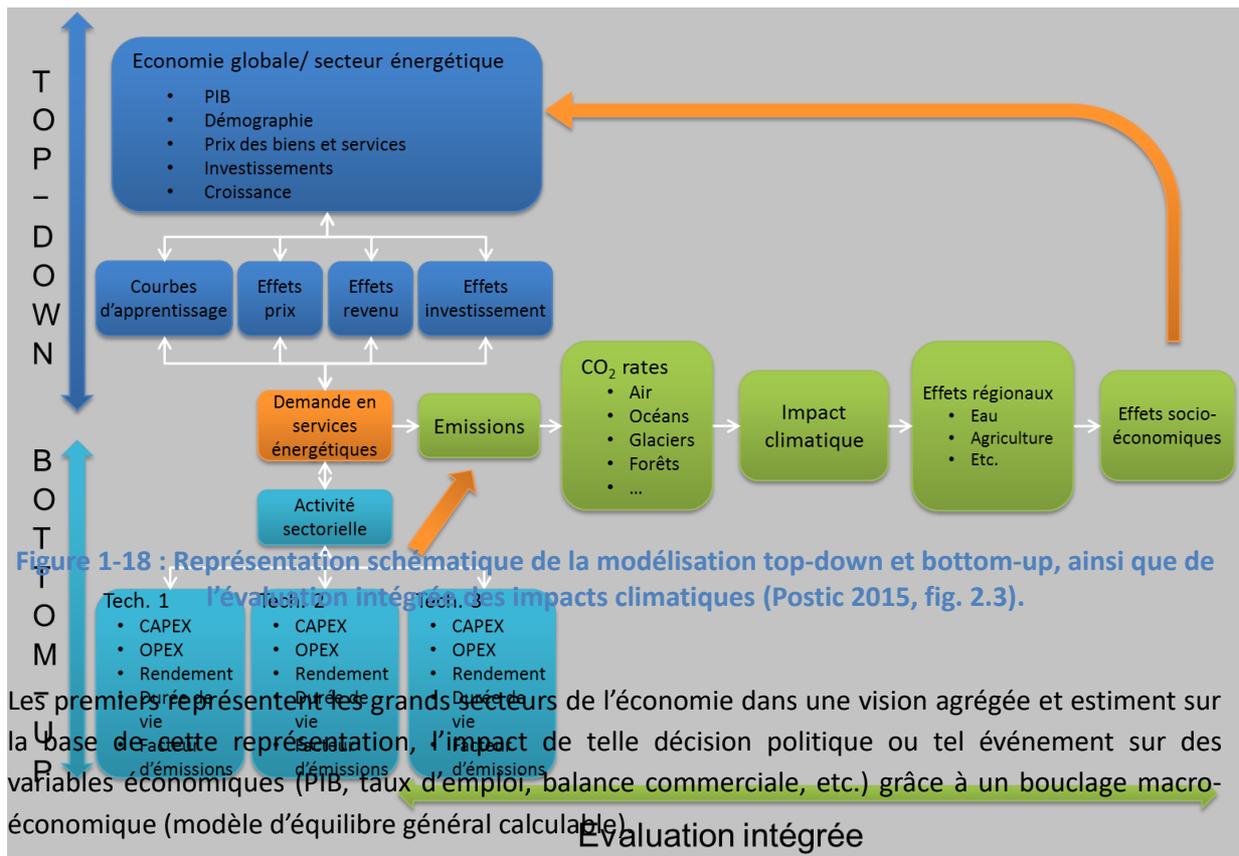
Une approche couramment employée en prospective consiste alors à réaliser plusieurs scénarios de type « si... alors... », chacun racontant une histoire différente des évolutions à venir du système étudié. Ces scénarios sont généralement comparés avec un scénario de référence, dit scénario « business-as-usual » (BAU) qui consiste à poursuivre les tendances observées sans envisager de rupture avec l'existant, ni de politique volontariste pour infléchir ces tendances.

Les prospectivistes ont notamment recours à la modélisation afin de pouvoir mettre en regard un grand nombre d'options, sélectionnées suivant un critère défini. Différentes familles de modélisation existent, se distinguant suivant la manière de représenter le système étudié et les grandeurs que l'on souhaite calculer. Très schématiquement, elles peuvent être classées en deux grandes familles :

- les modèles macroéconomiques, dits aussi « *top-down* »,
- et les modèles par analyse d'activités, également appelés « *bottom-up* »<sup>λ</sup> (Figure 1-18).

---

<sup>λ</sup> Cette division en deux catégories de modèles, bien qu'elle soit employée dans la littérature, est tout à fait schématique et ne reflète pas la diversité des modèles utilisés en prospective. Pour une bonne revue de littérature des modèles existants, de leur « philosophie » et de leur utilisation, le lecteur est invité à se reporter à la thèse d'Edi Assoumou (Assoumou 2006) et à celle de Renaud Crassous (Crassous 2008).



Les seconds reposent sur la description technico-économique des technologies qui constituent le système étudié. Dans le cas de l'énergie, un « système énergétique de référence » (SER), constitue le périmètre d'analyse du modèle, dans lequel sont représentées les différentes technologies d'extraction, de transport, de transformation et de consommation de l'énergie ou des matières premières (les « process ») ainsi que les différents produits extraits, transportés, transformés ou consommés (les « commodités »). L'équilibre économique n'y est alors souvent que partiel<sup>1</sup> et les données macroéconomiques et démographiques sont généralement des données d'entrée de ces modèles.

En conclusion, les modèles top-down sont plus adaptés pour étudier les interactions entre les différents secteurs de l'économie, au détriment d'une représentation assez frustrante des composants élémentaires du système étudié ; alors que les modèles bottom-up représentent de manière plus réaliste ces composants élémentaires, ainsi que leurs interactions, mais n'envisagent pas ou peu les rétroactions avec les autres secteurs de l'économie (Postic 2015, part. 2.A.2).

Une autre classification des modèles peut être opérée suivant le formalisme mathématique qu'ils utilisent. On peut alors distinguer deux grandes catégories selon que le modèle recourt à de la simulation ou à de l'optimisation. En simulation, le modèle est utilisé pour reproduire le comportement des systèmes réels, en établissant des corrélations à partir de données historiques, ou en résolvant des équations qui traduisent l'interaction entre les variables du modèle. En optimisation, il s'agit de déterminer, parmi un grand nombre d'états possibles d'un système, celui qui minimise (ou maximise) une fonction objectif, représentant souvent le coût total du système étudié, tout en

<sup>1</sup> C'est-à-dire que l'équilibre entre offre et demande n'est réalisé que sur un seul marché (dans le cas qui nous intéresse ce marché correspond au secteur énergétique) avec des conditions aux limites pour représenter le reste de l'économie.

respectant un certain nombre de contraintes. Les résultats des modèles d'optimisation traduisent donc, non pas directement l'évolution du système étudié, mais plutôt ce que serait la meilleure trajectoire pour atteindre un objectif donné dans des conditions *idéales*<sup>λ</sup>.

#### 1-C.1.b. Choix d'un modèle bottom-up de la famille TIMES

Dans le cadre de nos travaux nous nous intéressons plus particulièrement aux modèles de planification bottom-up ayant recours à l'optimisation. Ces modèles permettent en effet une désagrégation technologique détaillée, adaptée à l'exploration d'une grande diversité de choix possibles sur le long terme, tout en conservant une cohérence interne entre les constituants du SER. Par ailleurs, parmi les différentes familles de modèles bottom-up, nous avons opté pour la famille TIMES qui offre une grande souplesse de modélisation, combinée avec l'existence d'une communauté très active de chercheurs (Assoumou 2006). Cette souplesse intervient aussi bien dans le choix du périmètre géographique, du SER, de l'année de référence, de la période explorée, du découpage temporel, et d'un certain nombre d'hypothèses sur des paramètres exogènes (tels que la consommation globale, par secteur ou par usage, et son évolution, un taux d'actualisation, des coûts des matières premières et des technologies, des efficacités et des facteurs d'utilisation des technologies, etc.). Nous présenterons ce modèle plus en détail dans le chapitre 3, partie 3-C..

Il s'agit maintenant de comprendre comment ces modèles peuvent nous aider à envisager les évolutions de long terme du système électrique.

#### 1-C.2. L'étude du système électrique en prospective

La Figure 1-19 montre l'ordre de grandeur des différentes échelles de temps rencontrées sur le système électrique. L'évolution à long terme de ce système est l'objet de la prospective dont l'horizon temporel est typiquement de quelques dizaines d'années, alors que les phénomènes liés au fonctionnement du système électrique évoluent sur des temps caractéristiques allant de la milliseconde à quelques heures (chapitre 2, partie 2-A.). Il y a donc entre 4 et 12 ordres de grandeur entre les constantes de temps caractéristiques de ces différentes évolutions. On comprend alors qu'il sera difficile, voire impossible, de représenter exactement l'ensemble des phénomènes propres à la dynamique du système électrique dans une étude prospective.

Les études de prospective reposent donc nécessairement sur des simplifications. Ces simplifications sont typiquement de deux types : ou bien un phénomène est simplement ignoré, ou bien il est *abstrait* de manière à en conserver certaines caractéristiques, sans toutefois chercher à en représenter la dynamique fine. Le travail du modélisateur consiste alors à évaluer quels phénomènes peuvent être occultés et ceux dont la représentation semble nécessaire au vu des problématiques adressées. Pour opérer ce tri, il convient de se rappeler les limites intrinsèques à la modélisation du long terme. Ces limites sont principalement de deux ordres :

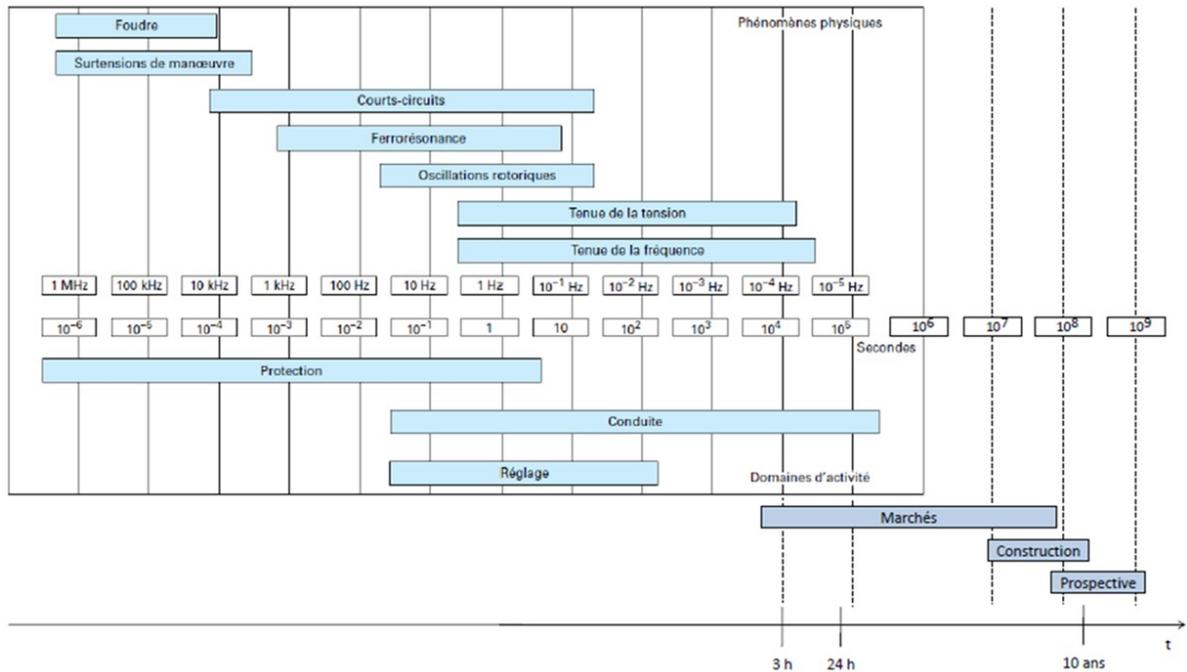
- des limites liées à des problématiques algorithmiques, mémoire et temps de calcul, qui peuvent conduire à devoir restreindre la taille du problème<sup>λ</sup> ;

---

≡ L'optimisation repose en effet souvent sur une hypothèse d'anticipation parfaite des prix et des quantités qui n'est pas vérifiée en réalité.

≡ Cette restriction de la taille du problème peut par exemple passer par la réduction du nombre de variables, en agrégeant certaines technologies relativement semblables, en limitant le nombre de pas horaires du modèle, ou encore en réduisant le nombre de contraintes ou en les linéarisant.

- et d'autres liées à l'incertitude existant naturellement quand il s'agit de se projeter à un horizon lointain.



Un exemple pour illustrer ces limites et leurs implications : plusieurs des études recensées dans notre état de l'art (chapitre 2, partie 2-C. et Tableau A-18 en annexe), cherchent à reproduire l'équilibre production – consommation du système électrique au pas horaire typique du problème de Unit-Commitment (chapitre 2, partie 2-A.4.a.). Outre que ce choix pourrait paraître arbitraire, l'équilibre doit en effet être assuré en permanence, donc à des pas de temps bien plus courts que le pas horaire, qu'il conduit à des temps de calcul conséquents<sup>λ</sup> ; une telle granulométrie pose la question de la précision des données de demande et de production utilisées. Comment construire de telles courbes à l'horizon 2050 ? Un pas de temps plus grossier n'éviterait bien sûr pas cette interrogation. Cependant, en moyennant la demande entre plusieurs heures et plusieurs jours de l'année, l'importance relative des incertitudes s'en trouve également réduite. De plus, à mesure que s'accroît la précision du modèle, des phénomènes qui n'étaient pas pertinents jusqu'alors, deviennent importants. Au pas horaire, les contraintes dites de *rampe*, c'est-à-dire les temps de démarrage et d'arrêt des moyens de production, doivent être représentées, complexifiant encore la modélisation, nécessitant des données supplémentaires et alourdissant les temps de calcul.

Ainsi, il nous semble irréaliste de vouloir représenter l'ensemble des phénomènes de la Figure 1-19 de manière détaillée, en cherchant par exemple à construire des modèles à des pas de temps toujours plus fins et toujours plus raffinés dans leur représentation technico-économique. Toutefois, il ne s'agit pas non plus d'ignorer ces éléments. Notre approche dans ce travail de thèse consiste à prendre pleinement acte des difficultés méthodologiques de modélisation que pose la représentation

<sup>λ</sup> Sauf à ne réaliser l'optimisation que sur une année et non sur une trajectoire avec une cohérence entre les périodes modélisées.

du long terme, et chercher à capter la manière dont les phénomènes affectent le dimensionnement du système électrique. Notre objectif est de pouvoir analyser des évolutions contrastées du système électrique, et d'en proposer un dimensionnement raisonnable, cohérent avec le fonctionnement qui en est attendu.

Cette approche a déjà fait l'objet de deux thèses (Drouineau 2011; Bouckaert 2013), dont les contributions seront partiellement restituées dans les chapitres 2 (partie 2-C.3.c.) et 3 (partie 3-A.). Elles ont permis de mieux comprendre comment la pénétration du renouvelable pouvait affecter la capacité du système électrique réunionnais à faire face à des aléas et comment les technologies « smartgrids » pouvait faciliter cette pénétration. Dans ce travail, nous poursuivons cette approche, en complétant les thèses mentionnées : dans ces précédents travaux, le caractère spatial du système électrique, et en particulier le réseau, n'était jamais explicitement représenté. Il s'agit ici d'en proposer une représentation agrégée qui permette de capter le couplage qu'il offre entre les différentes machines synchrones qui composent le système électrique. Nous montrons que le formalisme ainsi développé permet de décrire l'aptitude d'un système électrique à conserver le synchronisme en régime perturbé. Ce formalisme et son implémentation dans la modélisation prospective font l'objet du chapitre 3 (parties 3-B. et 3-D.).

Appliquée à la pénétration du renouvelable, notre approche offre un cadre d'analyse pour comprendre comment ces moyens de production peuvent affecter la robustesse intrinsèque du système électrique, et comment le déploiement du renouvelable (centralisé/décentralisé) peut affecter les besoins de renforcement du réseau électrique.

## Conclusion du chapitre 1

Le fonctionnement du système électrique repose sur un parc de production capable de répondre à la consommation à chaque instant, et ce malgré des aléas de natures diverses, ainsi que sur un réseau électrique bien dimensionné pour acheminer l'électricité des centrales jusqu'aux centres de consommation. Ce système est amené à évoluer afin de pouvoir faire face au double impératif d'une demande croissante (croissance économique dans les pays émergents et en voie de développement et électrification des usages dans les pays développés) et de contraintes nouvelles sur le choix des moyens de production (notamment du fait des considérations environnementales).

L'essor du renouvelable, notamment de l'éolien et du photovoltaïque<sup>λ</sup>, fait partie intégrante de cette évolution. Si cette tendance se poursuivait, et les récentes lois et feuilles de route proposées dans un certain nombre de pays laissent présumer que ce sera le cas, ces moyens de production pourraient affecter le fonctionnement du système électrique, du moins selon les modes opératoires actuellement en vigueur et les coûts de production aujourd'hui envisagés.

L'anticipation de ces conséquences est un prérequis au dimensionnement des infrastructures de réseau et de production, de manière à conserver une qualité de l'alimentation électrique satisfaisante<sup>λ</sup>. Outre l'enjeu technique, économique et politique que constitue la pénétration du renouvelable, il y a également un *enjeu de modélisation* : des phénomènes qui étaient jusque-là ignorés des études de prospective, car perçus comme non critiques, pourraient s'avérer cruciaux pour comprendre les conséquences possibles de la pénétration du renouvelable dans le système électrique. Or les dynamiques qu'impliquent ces phénomènes semblent être hors de portée des modèles de prospective, dont les pas de temps utilisés pour représenter l'équilibre entre production et consommation sont au mieux de l'ordre de l'heure, souvent bien plus larges. Pourtant, des scénarios n'intégrant pas du tout ces phénomènes négligent des caractéristiques fondamentales du système électrique au risque de proposer des évolutions peu pertinentes de ces systèmes.

C'est là l'objet de notre travail de recherche : appréhender le fonctionnement du système électrique afin de l'abstraire par une représentation compatible avec la modélisation prospective. C'est pourquoi nous présentons ce fonctionnement de manière plus détaillée dans le chapitre 2, ainsi que les différentes approches qui cherchent à intégrer ce fonctionnement à la modélisation prospective. Nous montrerons alors qu'aucune des approches recensées dans la littérature n'est pleinement satisfaisante pour capter les phénomènes de court terme que nous souhaitons prendre en compte dans l'analyse de l'évolution à long terme du système électrique. Nous présentons ensuite dans le chapitre 3 le cadre théorique et la méthodologie permettant de réconcilier ces échelles de temps. Enfin, dans le chapitre 4 nous appliquons cette méthodologie au cas de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français.

---

≙ Surtout en Europe et aux Etats-Unis. Dans les pays émergents (notamment en Chine), l'hydraulique, moins développée jusque-là, a souvent été moteur dans les investissements renouvelables.

≙ Notons que dans ce travail, nous ne prenons pas parti pour un niveau de qualité d'alimentation électrique qui serait considéré comme satisfaisant. Cette qualité est aujourd'hui mesurée à travers des indicateurs tel que le nombre moyen d'heures de coupure des différents clients, ou encore la quantité d'énergie non distribuée, et sa garantie est, en France, l'une des missions du gestionnaire de réseau de transport. Toutefois, il est possible d'imaginer que cette qualité soit revue à la hausse ou à la baisse à l'avenir.



*« Quand l'appétit va tout va. »*

(Inspirée par Obélix à propos « des tas de lard » dans Astérix et Cléopâtre, 1968)

## Chapitre 2 : Fondamentaux du système électrique : du court terme au long terme

Contrairement aux autres commodités utilisées dans les sociétés modernes, l'électricité est extrêmement difficile à stocker et doit donc être produite au *moment même* où elle est consommée. De cette spécificité découle une organisation complexe du système électrique que nous décrivons dans la première partie de ce chapitre, organisation que vient encore complexifier la pénétration du renouvelable variable comme nous le montrons dans une deuxième partie. Partant de l'enjeu technique posé par l'utilisation de modèles dédiés à l'analyse du fonctionnement du système électrique pour des études de long terme, nous explicitons les stratégies adoptées par les modélisateurs pour intégrer des éléments propres à ce fonctionnement dans les modèles de prospective. Nous montrons alors que chaque stratégie présente des avantages et des inconvénients, et justifions le choix méthodologique retenu dans ce travail pour aborder la modélisation des évolutions à long terme des systèmes électriques.

### 2-A. Fonctionnement du système électrique

Dans cette partie, nous présentons le fonctionnement du système électrique en régime normal et en régime perturbé, nous explicitons ensuite le problème de la stabilité du système électrique, avant de présenter les analyses réalisées à court, moyen et long termes pour garantir un dimensionnement et une gestion adéquats de ce système.

#### 2-A.1. L'équilibre production - consommation en temps réel : conduite et réglages

Les études amont réalisées lors de la planification du système électrique en permettent un dimensionnement adéquat afin qu'il soit en mesure de répondre à chaque instant à la demande, en minimisant les coûts et en limitant les risques de défaillance (partie 2-A.3.). Les mécanismes de marché et les régulations mis en place dans le secteur électrique sont également autant d'outils visant notamment à accroître le niveau de qualité de la fourniture d'électricité (annexe A-1.2.). Ces actions en amont ne peuvent toutefois dispenser les gestionnaires de réseau et les producteurs d'une bonne gestion en temps réel du système électrique. En régime dit « normal », cette gestion recouvre les activités de conduite et de réglage du système électrique.

##### 2-A.1.a. Conduite en temps réel du système électrique

La conduite du système électrique consiste à « maintenir en permanence les conditions nécessaires d'un équilibre entre la production et la consommation » (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 1). Elle repose, en France, sur des centres de conduite<sup>λ</sup>, le centre national d'exploitation du système de RTE et sept centres de conduite régionaux, chargés de surveiller les anomalies pouvant survenir sur le système transport-production, de définir les actions à mettre en œuvre en cas d'anomalie et de les faire exécuter aux installations (centrales de production et postes de transport). Pour mener à bien leur travail, les dispatchers disposent d'informations sur l'état du système électrique, fournies par un réseau de télécommunications et rafraichies toutes les dix secondes (Augé et Brunet 1989, part. 4,21).

Lorsque production et consommation sont équilibrées, l'état du système électrique est caractérisé par la fréquence, commune à l'ensemble du système interconnecté (50 ou 60 Hz), et par les tensions

---

<sup>λ</sup> Egalement appelés centres de dispatching.

électriques en chaque « point » du réseau. La fréquence fixe la vitesse de rotation des machines synchrones connectées à ce système. Les tensions sont imposées par les générateurs synchrones et les transformateurs en certains points, et varient essentiellement du fait des transits de puissance réactive comme nous le verrons par la suite (partie 2-A.1.c.). Les plans de production étant établis la veille pour le lendemain (partie 2-A.3.b.) et ajustés en infrajournalier, il ne s'agit pas tant pour les opérateurs du réseau de « maintenir l'équilibre entre la production et la consommation (...) que de maintenir la fréquence et la tension dans des limites contractuelles » (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 2.1). C'est le problème du réglage, intimement lié à celui de la conduite.

Enfin, le choix des groupes de production (et éventuellement des capacités d'effacement) permettant de répondre à la demande se fait sur un critère économique : c'est le principe d'empilement des centrales suivant leur coût marginal de production à la base de la formation des prix de l'électricité, et illustré par les Figure 2-20 et Figure 2-21<sup>λ</sup>. Dans la première figure, la production renouvelable fatale (hydraulique au fil de l'eau, éolien, solaire, mais également cogénération<sup>λ</sup> aujourd'hui, auxquelles il faudra ajouter les énergies marines à l'avenir) est modérée. La production en base est assurée par cette production renouvelable et du nucléaire. La production de pointe est assurée par les mêmes moyens auxquels il faut ajouter les centrales thermiques de semi-base (charbon, cycle combiné gaz) et les centrales thermiques de pointe (turbines à gaz et turbines au fioul)<sup>λ</sup>. Ce cas de figure correspond à ce qui est aujourd'hui observé pour le système électrique français. La deuxième figure correspond à un cas fictif avec une forte production renouvelable fatale, dans un système électrique similaire à celui de la première figure. Dans ce cas le nucléaire n'est utilisé que durant les périodes de forte consommation, et les centrales thermiques fossiles ne sont plus démarrées. En réalité, en présence de renouvelable variable, les deux cas de figure se succèdent selon que les conditions météorologiques sont favorables ou pas à cette production renouvelable. Sur l'année, cela conduit à une baisse du facteur d'utilisation des centrales utilisées en base comme de celles utilisées pour la pointe. La rémunération des moyens conventionnels, qui provient de la différence entre le prix de l'électricité (qui correspond au coût marginal du moyen marginal appelé) et leur coût marginal, s'en trouve donc réduite et ne couvre plus leurs frais fixes. La situation que nous venons de décrire suppose que les centrales peuvent être démarrées et éteintes au gré des besoins ce qui n'est pas le cas, notamment pour le nucléaire. Dans la réalité, une production fatale telle que décrite dans la Figure 2-21 nécessiterait :

- soit le remplacement des centrales nucléaires (ou d'une partie de ces centrales) par des moyens capables d'être démarrés et arrêtés rapidement (centrales thermiques fossiles, notamment turbines à combustion) ;
- soit d'accepter de perdre une partie de la production fatale ;
- soit de stocker la production fatale en période de faible consommation et de la déstocker en période de pointe. Des centrales thermiques fossiles nécessiteraient alors peut-être d'être fermées ;
- soit d'exporter le surplus produit, selon les besoins des pays interconnectés.

---

≡ En réalité des critères techniques (temps d'arrêt et de démarrage des centrales), ou liés à la disponibilité des groupes (hydraulicité, maintenance, pénurie de combustible), viennent interférer avec cette vision purement économique de l'empilement des centrales sur un critère de coût marginal.

≡ La cogénération n'est pas nécessairement renouvelable (cogénération au gaz, au charbon, etc.).

≡ On aurait également pu ajouter l'hydraulique de barrage et les STEPs aux centrales utilisées à la pointe (du moins, dans le cas français).

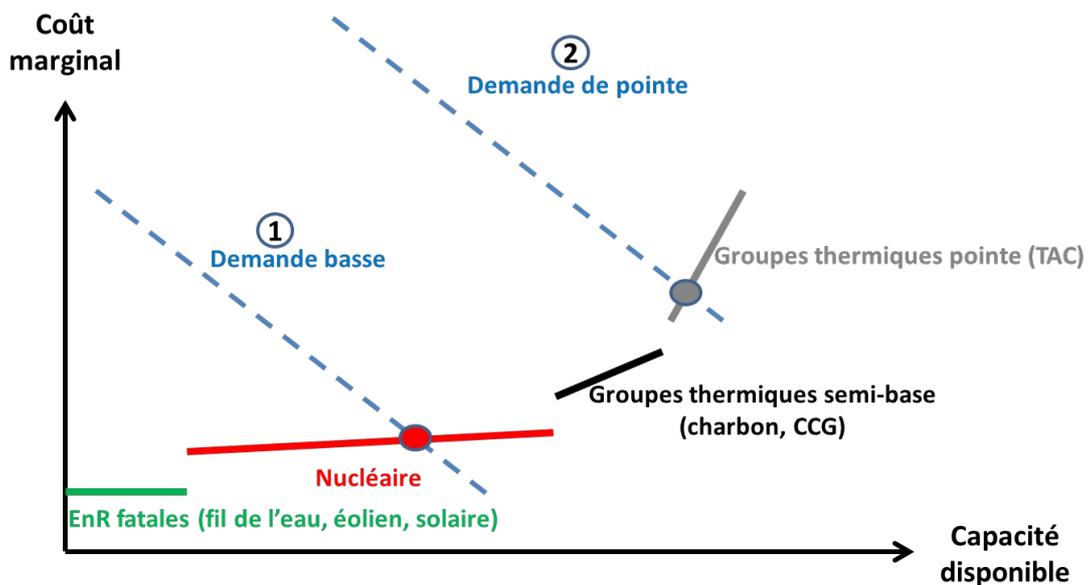


Figure 2-20 : Schéma illustrant le mécanisme de formation du prix de l'électricité par empilement des centrales sur critère de coût marginal, lorsque la production fatale est modérée.<sup>λ</sup>

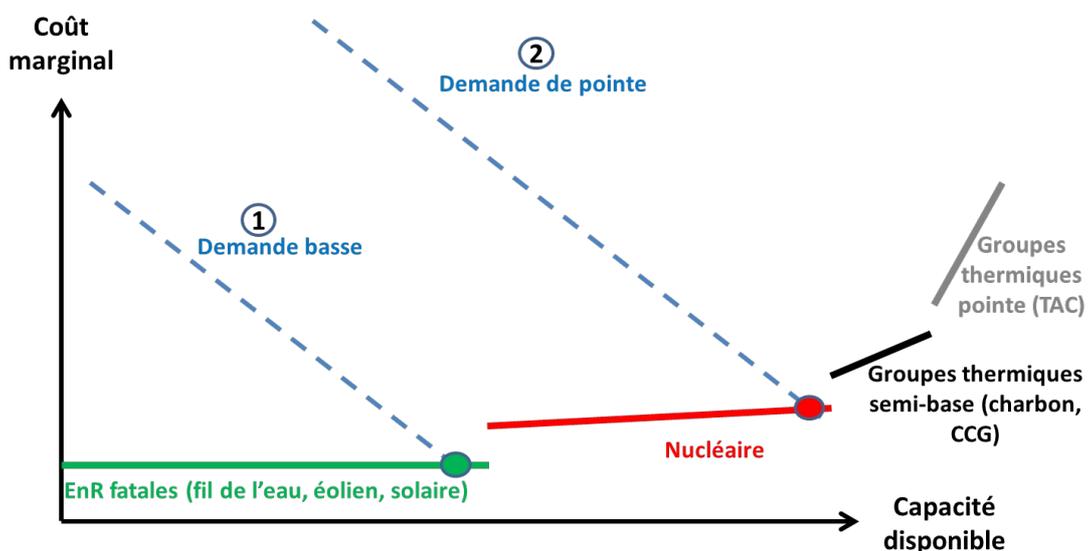


Figure 2-21 : Schéma illustrant le mécanisme de formation du prix de l'électricité par empilement des centrales sur critère de coût marginal, lorsque la production fatale est importante.<sup>λ</sup>

Toutefois ce « principe d'empilement des centrales par coût de production n'est possible que si à chaque instant le réseau est capable d'acheminer de l'électricité depuis les centrales produisant au moindre coût » (Carrive 1991). La création d'un réseau électrique correctement dimensionné est donc l'un des éléments fondamentaux de la planification des systèmes électriques.

<sup>λ</sup> Dans le cas 1, la demande est faible, le nucléaire est le moyen marginal de production ; dans le cas 2, la demande est élevée, le moyen marginal est une Turbine à Combustion au gaz ou au fioul.

<sup>λ</sup> Dans le cas 1, la demande est faible, les renouvelables fatales sont les moyens marginaux de production ; dans le cas 2, la demande est élevée, le moyen marginal est une centrale nucléaire.

## 2-A.1.b. *Le réglage de la fréquence*

### i. Fréquence et équilibre des puissances mécaniques

Sur les systèmes électriques la fréquence constitue un remarquable indicateur de l'équilibre entre production et consommation, du moins lorsque le synchronisme est partagé<sup>λ</sup>. En effet, tout écart entre ces deux grandeurs se traduit automatiquement par une variation des vitesses de rotation des alternateurs (équation (2-1) qui n'est autre que la 2<sup>ème</sup> loi de Newton pour un solide en rotation). Les vitesses de rotation sont l'image de la fréquence du système électrique via le nombre de paires de pôles du rotor (équation (2-2)). Ce lien entre l'équilibre production-consommation sur le système électrique et les variations de la fréquence est illustré par la Figure 2-22.

$$(2-1) \quad J_i \frac{d\Omega_i}{dt} = C_{m,i} - C_{r,i}$$

$$(2-2) \quad \Omega_i = \frac{2\pi f}{p_i}$$

Avec  $i$  un indice permettant de numérotter les alternateurs raccordés au réseau étudié ;

$J_i$  l'inertie de l'alternateur  $i$  ;

$\Omega_i$  la vitesse de rotation du rotor de l'alternateur  $i$  ;

$C_{m,i}$  le couple moteur de l'alternateur  $i$  (lié à la production d'électricité) ;

$C_{r,i}$  le couple résistant opposé à l'alternateur  $i$  par le réseau (lié à la consommation d'électricité) ;

$p_i$  le nombre de paires de pôles de l'alternateur  $i$  ;

et  $f$  la fréquence du système électrique.

Afin de maintenir la fréquence autour de sa valeur nominale les opérateurs de réseau disposent généralement de trois réglages en fréquence :

- le réglage primaire de fréquence maintient l'équilibre production – consommation à une fréquence admissible ;
- le réglage secondaire ramène la fréquence à sa valeur nominale et rétablit les échanges contractuels entre les réseaux ;
- enfin, le réglage tertiaire permet de reconstituer les réserves primaire et secondaire suivant un critère d'optimum économique.

Nous présentons maintenant ces trois réglages plus en détail.

---

<sup>λ</sup> Par exemple, le système électrique japonais est séparé en deux zones fonctionnant à des fréquences distinctes (l'une à 50 Hz et l'autre à 60 Hz), faiblement interconnectées par une liaison à courant continu capable de transporter une puissance de 1,2 GW (Fairley 2011).

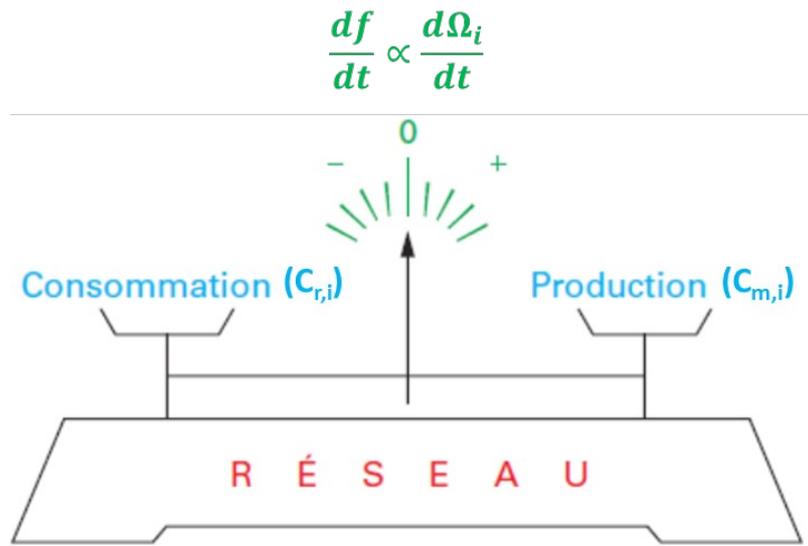


Figure 2-22 : Illustration du lien entre l'équilibre production-consommation et la variation de la fréquence autour de sa valeur nominale (Fraisee et Karsenti 2014, fig. 3).<sup>λ</sup>

## ii. Le réglage primaire de fréquence

En régime permanent, la vitesse de rotation des machines est constante et fixée par la fréquence synchrone du réseau (50 Hz en Europe). Pour chaque machine il y a alors égalité entre son couple moteur et le couple résistant opposé par le réseau électrique. Suite à une variation brusque de la consommation ou de la production (écart par rapport à la prévision de consommation, panne d'un groupe, court-circuit d'une ligne électrique), le couple résistant perçu les machines varie également (variation  $\Delta C$  du couple résistant  $C_r$  sur la Figure 2-23) entraînant une accélération ou une décélération du rotor proportionnelle à cette variation. Cette accélération (respectivement ce ralentissement) va à son tour augmenter (respectivement réduire) le retard du champ statorique sur le moment magnétique du rotor, ce qui a pour effet de réduire (respectivement augmenter) le couple moteur (déplacement du point de fonctionnement de M en M' sur la Figure 2-23). Sans action corrective, la vitesse de rotation des machines concernées, et donc la fréquence va s'établir à un nouveau point d'équilibre après quelques oscillations<sup>λ</sup> (Hare 2005, part. 1.2). En vertu de l'équation (2-1), la fréquence aura donc été modifiée par rapport à la fréquence nominale (de  $\Delta f$  par rapport à  $f_0$  sur la Figure 2-23) et ce d'autant moins que l'inertie  $J$  des masses tournantes est importante.

Afin de ramener la fréquence à sa valeur nominale, il est nécessaire de modifier la puissance mécanique apportée par les turbines (déplacement du point de fonctionnement de M' en M'' sur la Figure 2-23). C'est le rôle du régulateur primaire de vitesse des groupes qui agit sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 3.2.1). Cette régulation, automatique et décentralisée au niveau de chaque groupe de production<sup>λ</sup>, permet ainsi de « répartir les fluctuations de la charge, dont la fréquence est l'image, au prorata des capacités

<sup>λ</sup> Si la production est supérieure à la consommation, la fréquence augmente, à l'inverse si c'est la consommation qui est supérieure à la production, la fréquence diminue.

<sup>λ</sup> Ces oscillations sont nuisibles à l'alternateur et doivent être amorties par des enroulements spécifiques.

<sup>λ</sup> Toutes les installations de plus de 120 MW ne reposant pas sur une source fatale d'énergie primaire, et ayant été raccordées avant la date d'application des arrêtés du 30 décembre 1999 ou du 4 juillet 2003, et de plus de 40 MW pour les autres, ont obligation de participer au réglage primaire de fréquence suivant des modalités décrites dans l'article 4.1 de la documentation technique de référence de RTE (RTE 2013a).

nominales des groupes pondérées par un gain » suivant l'équation (2-3) (Bornard, Pavard, et Testud 2005b, part. 2.1.2).

Le régulateur primaire doit agir rapidement (en quelques secondes) pour limiter l'excursion en fréquence. Celle-ci doit en effet rester dans une plage de fonctionnement linéaire, c'est-à-dire que l'écart à la fréquence nominale doit être suffisamment limité pour que les lois de commande linéaires puissent s'appliquer.

$$(2-3) \quad \Delta P + K \Delta f = 0$$

Avec  $\Delta P$  la variation de la puissance appelée sur le réseau ;

$\Delta f$  la variation de fréquence du réseau par rapport à la fréquence nominale du fait de la variation de puissance appelée ;

$K$  l'énergie réglante primaire, exprimée en MW/Hz, traduit la variation de puissance que doit fournir un réseau pour limiter la variation de fréquence à 1 Hz.

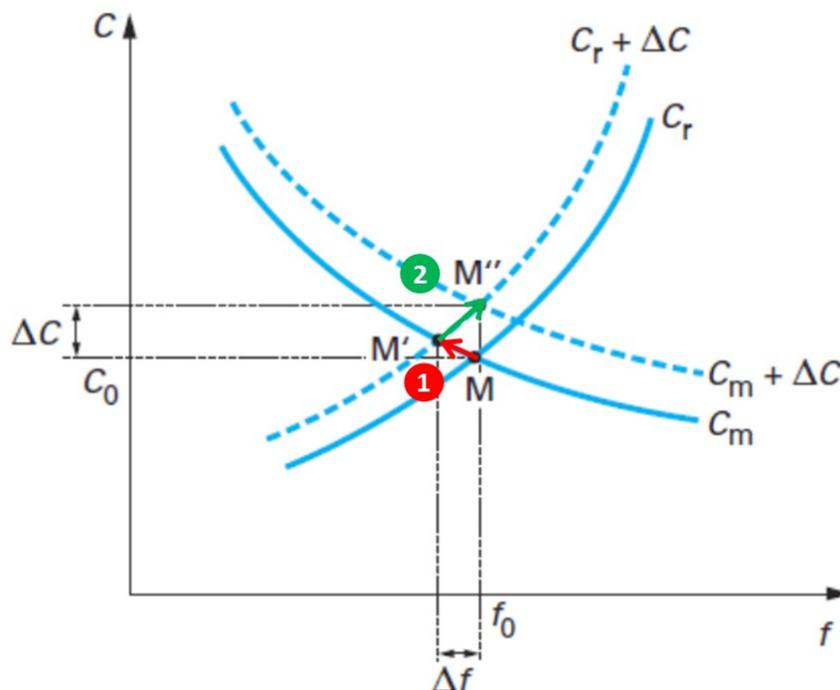


Figure 2-23 : Caractéristiques du couple moteur  $C_m$  et du couple résistant  $C_r$  en fonction de la fréquence  $f$  (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, fig. 5).<sup>λ</sup>

L'Union pour la Coordination de la Transmission d'Electricité (UCTE) établit des recommandations, revues périodiquement, concernant aussi bien la puissance mobilisable pour le réglage primaire en fréquence (la réserve primaire) que l'énergie réglante primaire. En 2005, ces recommandations étaient de 3 000 MW pour la réserve primaire du système électrique européen interconnecté (dont

<sup>λ</sup> Etape 1 : Modification du point de fonctionnement de la machine suite à une variation du couple résistant perçu. Etape 2 : Action du régulateur primaire de vitesse.

une participation de la France à hauteur de 700 MW) et de 21 000 MW/Hz pour l'énergie réglante primaire (RTE 2013a).

L'énergie réglante primaire permet par ailleurs d'évaluer l'intérêt de fonctionner avec un système électrique interconnecté sur une grande étendue : RTE a en effet calculé que la perte d'une centrale nucléaire de 1 300 MW serait responsable en France, en la supposant non interconnectée au reste de l'Europe, d'une chute de fréquence de 260 mHz pour une participation de chaque groupe à hauteur de 13% de leur puissance nominale. Le même calcul effectué pour le système interconnecté européen donne une chute de fréquence de seulement 65 mHz avec une participation des groupes à hauteur de 3,2% de leur puissance nominale. L'interconnexion constitue donc un levier essentiel pour « mutualiser les participations au réglage primaire de fréquence et à chacun de réduire le dimensionnement de sa réserve primaire » (RTE 2004, 177).

Notons également que les gestionnaires de réseau de transport imposent des spécifications très précises aux différents groupes quant aux temps de réponse de leur réserve primaire. En France, RTE requiert par exemple que les installations soumises à l'obligation de participation à la réserve primaire puissent augmenter leur puissance active de 2,5% de leur puissance maximale en moins de 30 secondes, et de la moitié de cette valeur en moins de 15 secondes pour tout écart de fréquence négatif de moins de 200 mHz. Cette puissance doit alors pouvoir être maintenue durant 15 minutes (RTE 2013a).

### iii. Le réglage secondaire de fréquence

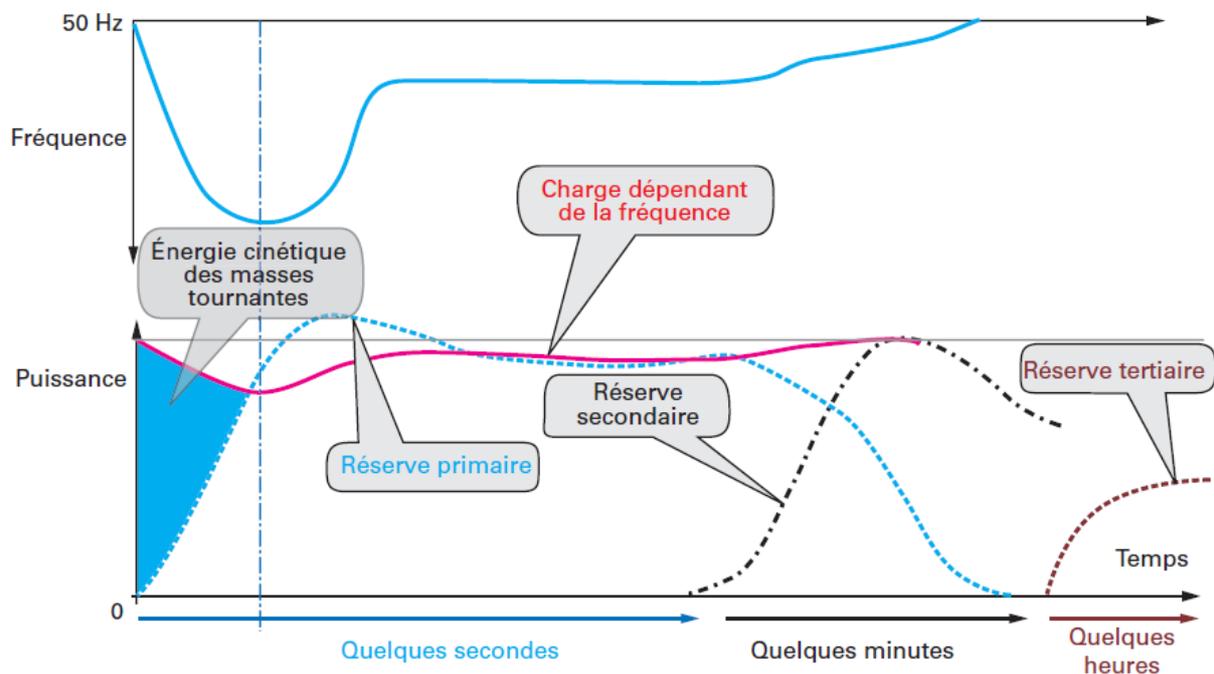
Malgré la valeur généralement élevée de l'énergie réglante, tout déséquilibre entre la production et la consommation d'électricité se traduira toujours par un léger décalage de la fréquence par rapport à sa valeur nominale sous la seule action du réglage primaire. De plus, ce réglage conduit à une désoptimisation du plan de production qui peut notamment affecter les échanges entre réseaux voisins. C'est le réglage secondaire de la fréquence, également automatique mais centralisé, qui a pour rôle de ramener la fréquence à sa valeur nominale et de rétablir les échanges contractuels entre les réseaux. Afin de ne pas perturber le fonctionnement du réglage primaire, le réglage secondaire intervient avec un temps de réponse plus long, de l'ordre de quelques minutes. En France toutes les installations de plus de 120 MW ont obligation de participer au réglage secondaire de fréquence et doivent pouvoir fournir 4,5% de leur puissance maximale à ce titre. Afin de pouvoir participer à ce réglage, les installations doivent être munies d'un dispositif capable de recevoir le signal de consigne envoyé par RTE et d'ajuster leur production en fonction de ce signal (RTE 2013a). Selon les jours de l'année, la France doit participer à cette réserve secondaire à hauteur de 500 à 800 MW (Bornard, Pavard, et Testud 2005b, part. 2.1.3).

### iv. Le réglage tertiaire de fréquence

La vocation des réglages primaire et secondaire est de faire rapidement face aux déséquilibres qui peuvent survenir sur un système électrique. Ils ne peuvent toutefois pas compenser durablement un écart entre la production et la consommation. C'est le rôle du réglage tertiaire en fréquence, qui permet de rétablir les réserves primaire et secondaire en cas de futurs déséquilibres, de se substituer à d'éventuels groupes indisponibles, et de modifier la localisation géographique de la production en cas de perte d'un ouvrage du réseau de transport. En France cette réserve tertiaire est toujours

supérieure à 1 500 MW<sup>λ</sup> de manière à pouvoir faire face à la perte du plus gros groupe (Bornard, Pavard, et Testud 2005b, part. 2.1.4). Contrairement aux réserves primaire et secondaire, l'appel à cette réserve se fait manuellement, par appel téléphonique des centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des centrales. Il existe en réalité plusieurs niveaux de réserve tertiaire, classés selon leur temps d'activation, et ce afin de pouvoir faire face à des variations plus ou moins rapides de l'écart entre production et consommation. Les groupes les plus rapidement mobilisables sont ainsi activés en moins de 13 minutes alors que d'autres ne le seront qu'en quelques heures (RTE 2013a). Notons que sur certains réseaux, dont la France depuis 2003, les acteurs participant à la réserve tertiaire sont mis en concurrence via un mécanisme d'ajustement<sup>λ</sup>, ce qui permet de sélectionner les meilleures offres sur un critère de préséance économique. Le règlement financier des écarts liés à l'ajustement des productions (et des consommations en cas d'effacement) se fait alors via les responsables d'équilibre (annexe A-2.1.a.) à un prix indexé sur les prix SPOT de référence (Commission de Régulation de l'Énergie 2016f).

La correction des déséquilibres entre la production et la consommation sur les systèmes électriques repose donc sur une succession de régulations qui interviennent à différentes échelles temporelles : l'énergie cinétique des masses tournantes (les rotors des alternateurs) permet de compenser le déséquilibre pendant les premières secondes, puis les réserves primaires prennent le relais, avant d'être remplacées par les réserves secondaires au bout de quelques minutes, et enfin par les réserves tertiaires. Cet empilement des régulations est illustré par la Figure 2-24.



**Figure 2-24 : Succession des régulations utilisées suite à une baisse de fréquence pour résorber un déséquilibre production-consommation (Fraisie et Karsenti 2014, fig. 4).**

≙ L'ENTSO-E préconise que chaque pays puisse pallier la perte de son plus gros groupe en moins de 15 minutes. En France, c'est la somme des contributions de la réserve secondaire et de la réserve tertiaire mobilisable en moins de 15 minutes, la réserve rapide (1 000 MW), qui jouent ce rôle et représentent a minima 1 500 MW. Dans un deuxième temps la réserve tertiaire complémentaire (500 MW), mobilisable en moins de 30 minutes, vient se substituer à la réserve secondaire (Commission de Régulation de l'Énergie 2016f).

≙ Les offres déposées sur le mécanisme d'ajustement doivent impérativement dépasser 10 MW.

### 2-A.1.c. Le réglage de la tension

#### i. Plan de tension et transmission de puissance

Contrairement à la fréquence, la tension est une grandeur locale du système électrique. Sur un système donné, elle est fixée en certains points, et dépend des transits de puissance sur le reste du réseau. Afin de bien comprendre comment peut être ajustée la tension, il est donc nécessaire de la relier aux valeurs des éléments constitutifs du réseau. Pour cela, le schéma équivalent d'une ligne de la Figure 2-25 est adopté.

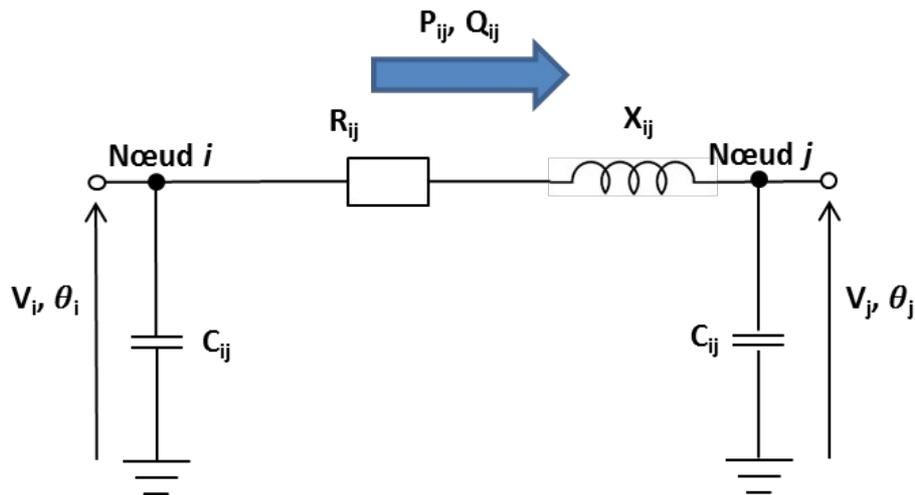


Figure 2-25 : Schéma en  $\pi$  d'une ligne électrique reliant un nœud i et un nœud j (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, fig. 3).<sup>λ</sup>

Sur les lignes à haute tension les effets résistifs ( $R_{ij}$ ) et capacitifs ( $C_{ij}$ ) sont négligeables devant les effets inductifs ( $X_{ij}$ ) en première approximation. Sous cette hypothèse, les relations entre les tensions  $V_i$ ,  $V_j$  et le courant circulant sur la ligne s'obtiennent par une représentation de Fresnel (Figure 2-26), et sont données par les équations (2-4) et (2-5).

<sup>λ</sup>  $\hat{=}$   $P_{ij}$  et  $Q_{ij}$  sont les puissances active et réactive transmises sur la ligne ;  $R_{ij}$ ,  $X_{ij}$  et  $C_{ij}$  respectivement les résistance, admittance et capacité de la ligne ; et  $V_x$  et  $\theta_x$  l'amplitude et la phase de la tension au nœud x (avec x = i ou j).

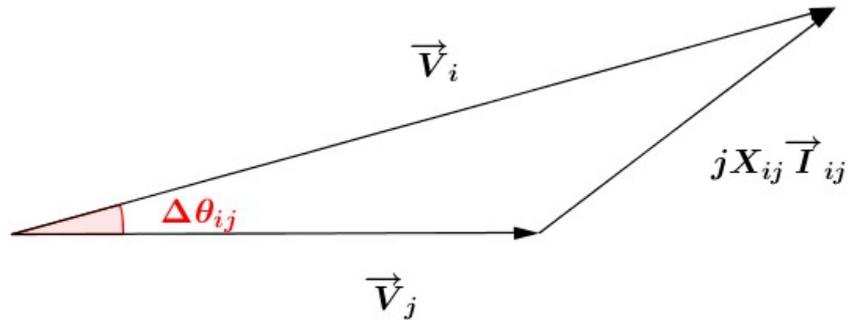


Figure 2-26 : Diagramme de Fresnel des tensions correspondant à la Figure 2-25.<sup>λ</sup>

$$(2-4) \quad X_{ij} I_{ij} = V_i \sin(\Delta\theta_{ij})$$

$$(2-5) \quad V_j = V_i \cos(\Delta\theta_{ij})$$

La puissance active transmise ( $P_{ij}$ ) s'exprime alors par la relation suivante :

$$(2-6) \quad P_{ij} = V_j I_{ij} = \frac{V_i^2 \sin^2(\Delta\theta_{ij})}{2X_{ij}}$$

La puissance transmise est donc maximale pour un déphasage de  $\frac{\pi}{4}$  et vaut alors  $V_i^2/2X_{ij}$ . Or, en

maintenant la tension  $V_j$  à la valeur  $V_r$ , la puissance maximale transmise est égale à  $V_i^2/X_{ij}$  soit deux fois plus que dans le cas précédent. Afin d'améliorer la transmission du courant sur les réseaux, il est donc essentiel de fixer la tension du plus grand nombre possible de points, c'est-à-dire de *maintenir le plan de tension* (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 2.2).

Par ailleurs, toujours dans l'approximation des lignes à haute tension, il est possible d'établir les relations duales de l'équation (2-6) donnant les déphasages et chutes de tension en fonction des puissances active et réactive transmises :

<sup>λ</sup> En notant  $\Delta\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$  et en négligeant les effets résistifs et capacitifs.

$$(2-7) \quad R_{ij} \frac{P_{ij} + i X_{ij} Q_{ij}}{V_j} \approx \frac{X_{ij} Q_{ij}}{V_j}$$

$$\Delta V_{ij} = V_j - V_i = \dot{V}$$

$$(2-8) \quad X_{ij} \frac{P_{ij} - i R_{ij} Q_{ij}}{V_i V_j} \approx \frac{X_{ij} P_{ij}}{V_i V_j}$$

$$\sin \overset{f_0}{\boxed{\Delta \theta_{ij}}} = \dot{\theta}$$

D'après les expressions (2-7) et (2-8) les chutes de tension sont dues, sur le réseau en haute tension, aux transits de puissance réactive, tandis que les déphasages sont dus aux transits de puissance active. Lors de la conception des réseaux, il sera donc essentiel de dimensionner des systèmes de compensation du réactif afin de limiter le transport de puissance réactive et ainsi les chutes de tension (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 2.3 et 3.1).

Le plan de tension est également essentiel pour le synchronisme. En effet, tout écart en tension se traduit par une modification du couple résistant perçu par les machines synchrones induisant un ralentissement ou une accélération des rotors suivant l'équation (2-1). Or, si la phase d'un rotor s'écarte trop de celle des autres rotors, il risque de ne plus pouvoir se synchroniser au reste du système (partie 2-A.2.), finira par décrocher du fait de ses protections, ce qui déstabilisera le système électrique.

Nous avons montré ci-dessus l'importance du plan de tension ainsi que le lien entre tension et transits de puissance réactive sur le réseau de transport de haute tension. Le réglage de la tension consiste à maintenir la tension dans ses plages contractuelles notamment par un contrôle du réactif injecté et soutiré sur le réseau. Les gestionnaires de réseau disposent pour cela de trois réglages qui interviennent de manière séquentielle en se complétant :

- le réglage primaire de tension a pour rôle de maintenir la tension de sortie des alternateurs ;
- le réglage secondaire permet d'ajuster les injections et soutirages de puissances réactives au niveau de zones ;
- le réglage tertiaire coordonne les plans de tension entre les différentes zones du réseau.

## ii. Le réglage primaire de tension

Le réglage primaire de tension a pour rôle de maintenir la tension constante aux bornes du stator des alternateurs en agissant sur le courant d'excitation des rotors<sup>λ</sup> suivant la relation (2-9) illustrée par le diagramme de Fresnel de la Figure 2-27. Pour obtenir ce diagramme de Fresnel, une représentation simplifiée des alternateurs est adoptée, telle qu'illustrée par la Figure 2-28. Le réglage primaire de tension est décentralisé au niveau de chaque alternateur et agit avec une constante de temps de l'ordre du dixième de seconde.

---

<sup>λ</sup> Les alternateurs des centrales sont raccordés au réseau électrique par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur, dit « transformateur de groupe ». Celui-ci peut également permettre de régler la production de réactif lorsqu'il s'agit d'un transformateur « régleur en charge ».

$$(2-9) \quad U = \frac{R \sin(\delta)}{X_s} \omega M I_{exc}$$

Avec  $I_{exc}$ , le courant d'excitation des rotors ;

R, la charge connectée à l'alternateur et supposée ici purement résistive ;

$\delta$  l'angle interne de l'alternateur, fixé par la charge ;

$\omega$  la pulsation synchrone du système électrique ;

M, l'inductance mutuelle entre le rotor et le stator ;

$X_s$ , la réactance synchrone du stator.

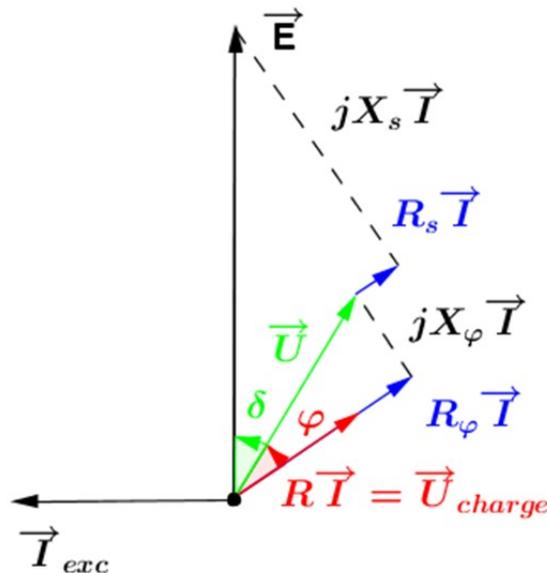


Figure 2-27 : Diagramme de Fresnel du circuit à une maille pour un réseau chargé (Drouineau 2011, fig. 2.11).

⇒ L'angle interne entre la tension à vide E de l'alternateur et la tension de sortie U est également l'angle entre le champ rotorique et le champ résultant au stator.

⇒ Une augmentation de la puissance appelée par les consommateurs se traduit par une augmentation de l'angle interne, de manière à accroître la puissance mécanique fournie par l'alternateur et ainsi rétablir l'équilibre des puissances mécaniques. En effet, le couple mécanique est proportionnel au sinus de l'angle interne (équation (2-10)).

⇒ Avec : s l'indice pour la machine synchrone, r l'indice pour le réseau,  $I_{exc}$  le courant d'excitation du rotor, E la

force électromotrice interne, U la tension aux bornes de l'alternateur,  $U_{charge}$  la tension aux bornes de la charge,

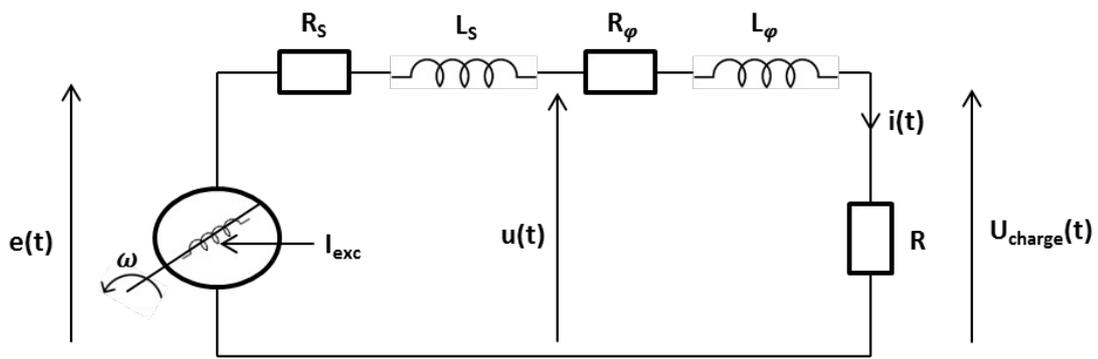


Figure 2-28 : Schéma utilisé pour représenter un générateur (Drouineau 2011, fig. 2.4).<sup>λ</sup>

### iii. Les réglages secondaire et tertiaire de tension

Comme pour le réglage en fréquence, il est nécessaire de disposer d'un réglage secondaire centralisé, permettant d'assurer la coordination des injections et soutirages de réactif au niveau de chaque alternateur. Ce réglage se fait à l'échelle de « zones » en ajustant la tension en un « point pilote » de chaque zone. Ce point est choisi de telle sorte que lorsque la tension est bien réglée pour ce point pilote, alors elle est également maintenue dans sa plage contractuelle en tout point de la zone. Ce réglage permet par ailleurs de reconstituer les réserves de puissance réactive d'un alternateur arrivé en « butée » de réactif ou encore de suivre les variations lentes de la consommation. Enfin, un réglage manuel de la tension est réalisé par les opérateurs des centres de conduite régionaux de RTE afin de coordonner les plans de tension entre les différentes zones (Souque, Chatonnet, et Monnot 2013, part. 2). Notons qu'outre les alternateurs, le réseau électrique lui-même est équipé de dispositifs permettant de consommer ou de produire du réactif (condensateurs, bobines, compensateurs synchrones qui sont des moteurs synchrones à vides, ou encore les FACTS<sup>λ</sup> qui sont des dispositifs à base d'électronique de puissance et permettent un réglage plus fin de la tension) (Souque, Chatonnet, et Monnot 2013, part. 7).

#### 2-A.1.d. Les régimes perturbés : incidents et protection

Le fonctionnement des systèmes électriques décrit précédemment, à travers la conduite et les réglages, correspond à un fonctionnement en régime « normal ». La production est égale à la consommation ou s'en écarte assez faiblement pour que les réglages en fréquence et en tension soient capables de maintenir ces deux grandeurs dans leurs plages contractuelles. Toutefois, malgré un dimensionnement du système électrique tenant compte d'un grand nombre d'incidents possibles,

supposée ici purement résistive,  $X$  les réactances,  $R$  les résistances,  $\theta$  angle interne de l'alternateur et  $\phi$

déphasage courant-tension créé par le réseau.

≡ Le générateur est vu ici comme une source de tension idéale en série avec une bobine  $L_s$  et une résistance  $R_s$ ,

connecté à une charge résistive  $R$  via une ligne électrique représentée par une bobine  $L$  et une résistance  $R$ .

≡ « Flexible Alternative Current Transmission Systems »

il subsiste toujours une probabilité non nulle qu'un incident plus important survienne et entrave ainsi le fonctionnement normal.

Les incidents rencontrés sur le système électrique peuvent être classés en quatre grande catégories (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 4.2) :

- Les surcharges de ligne électrique qui peuvent se traduire par des reports en cascade lorsque qu'elles sont importantes et déclenchent les protections des lignes ;
- Les écarts en tension sur l'ensemble d'une zone ;
- Les écarts importants en fréquence ;
- La perte de synchronisme.

Ces incidents sont en réalité liés entre eux, la perte d'une ligne pouvant par exemple affecter le plan de tension et la tenue de la fréquence, notamment si un groupe important était raccordé à cette ligne. Notons qu'un système électrique de grande taille (typiquement le système électrique européen) est plus robuste face à la perte d'un élément (groupe ou infrastructure de réseau), il est alors peu probable qu'un tel système subisse des variations importantes de la fréquence suite à un incident<sup>λ</sup>.

Les gestionnaires de réseau agissent à deux niveaux pour protéger le système électrique contre de tels incidents : en amont, lors de la planification, en évaluant les probabilités d'incidents sur chaque ouvrage et en effectuant les renforcements nécessaires pour en limiter l'occurrence ; et en mettant en place des procédures d'urgence pour en limiter les conséquences s'ils surviennent malgré tout. Ces procédures peuvent amener les gestionnaires à délester une partie des consommateurs en déconnectant directement les départs HTA des postes source qui correspondent aux consommateurs les moins prioritaires<sup>λ</sup> (Bornard, Pavard, et Testud 2005b, part. 2.2.2).

## 2-A.2. La stabilité du système électrique

« La stabilité d'un système électrique représente sa capacité, étant données des conditions de fonctionnement initiales, à retourner à un état d'équilibre fonctionnel après une perturbation, tout en maintenant la plupart des variables d'état du système dans des plages admissibles » (Kundur et al. 2004, part. II). Etant donné qu'il est inévitable qu'un système électrique connaisse des perturbations – variations rapides de la demande ou de la production fatale, perte d'un groupe de production ou d'un ouvrage du réseau etc. – il est essentiel que ces systèmes réagissent correctement à ces perturbations. La notion de stabilité est donc cruciale pour le bon fonctionnement des systèmes électriques.

Les problèmes de stabilité pouvant affecter les systèmes électriques sont classés en trois grandes catégories (Kundur et al. 2004, fig. 1) : la stabilité en fréquence, la stabilité en tension et la stabilité des angles rotoriques. Les deux premières sont traitées par les réglages en fréquence et en tension que nous avons abordés dans la partie 2-A.1.. Nous allons maintenant détailler le problème de la stabilité des angles rotoriques, que nous appellerons simplement *problème de stabilité* dans la suite de ce manuscrit. Nous dirons qu'un système électrique est *stable* lorsqu'il est en mesure de revenir à

---

<sup>λ</sup> Par contre, lorsque survient un incident de grande ampleur (tel que celui du 4 novembre 2006), il risque d'affecter une zone plus étendue et donc de toucher un plus grand nombre de consommateurs.

<sup>λ</sup> Il existe cinq niveaux de priorité. Le niveau 5 correspond aux consommateurs les plus prioritaires qui ne seront jamais délestés.

des conditions opérationnelles de fonctionnement suite à une perturbation qui concerne les angles des rotors des machines synchrones<sup>λ</sup>.

#### *2-A.2.a. Le problème de stabilité*

Pour comprendre le problème de la stabilité des machines synchrones, il nous faut revenir sur l'expression du couple électromagnétique créé par la rotation du rotor dans le champ magnétique de l'entrefer. Si nous nous plaçons dans le cas le plus simple d'un rotor dipolaire triphasé alors l'expression de la composante du couple correspondant à l'axe de rotation du rotor est donnée par l'équation (2-10) (Hare 2005, part. 1.2) :

---

≡ Notons qu'il n'y a pas de définition stricte de la durée au bout de laquelle le système est censé revenir à des conditions opérationnelles de fonctionnement pour être considéré comme étant stable. On distingue généralement les instabilités ayant lieu durant la première oscillation (« first-swing instability »), au bout de quelques centaines de millisecondes, des instabilités ayant lieu au bout de plusieurs oscillations (« multi-swing instability »). Les simulations vérifiant qu'un risque d'instabilité est totalement écarté, y compris après plusieurs oscillations, sont ainsi menées sur une période allant jusqu'à 15 secondes (Pavella, Ernst, et Ruiz-Vega 2000, chap. 2). Pour fixer un ordre de grandeur, sur le système électrique français, RTE vérifie qu'un défaut triphasé n'entraîne pas de perte de synchronisme des alternateurs, et que la puissance électrique de l'alternateur s'établit à plus ou moins 5% de sa valeur finale en moins de 10 secondes.

$$(2-10) \quad C_M = \frac{3BM}{2} \sin(\delta(t)) \quad , \text{ avec } \delta(t) = (\omega_S - \omega_R)t + \delta_0$$

Avec  $3B/2$ , l'amplitude du champ tournant ;

$M$  , le moment magnétique du rotor (lié au courant d'excitation  $I_{exc}$ ) ;

$\delta$  l'angle interne des machines synchrones qui exprime le retard du champ magnétique créé au stator

sur le moment magnétique du rotor ;

$\omega_R$  et  $\omega_S$  les vitesses angulaires respectives du rotor et du champ statorique tournant, imposées par la

fréquence du réseau.

Il n'y a production d'électricité qu'à condition que ce couple ait une valeur moyenne non nulle, c'est-

à-dire pour  $\omega_R = \omega_S$  d'où le nom de « machine synchrone ».

En régime permanent, nous avons vu dans la partie 2-A.1. (Figure 2-22) qu'il y avait égalité entre le couple mécanique  $C_M$  de l'alternateur et le couple résistant  $C_R$  vu par cet alternateur (Figure 2-22).

C'est donc la charge qui impose la valeur du retard  $\delta$  comme illustré par la Figure 2-29.

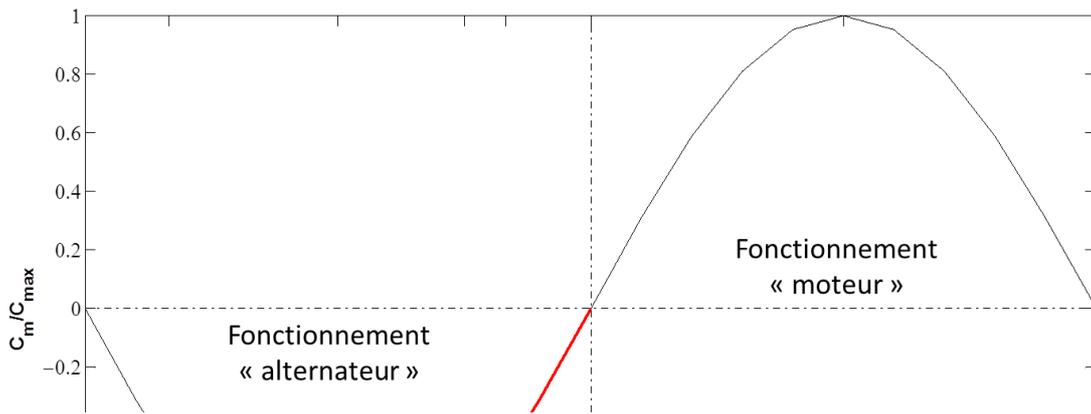


Figure 2-29 : Caractéristique du couple moteur en fonction de l'angle interne [7]e

**l'alternateur (Hare 2005, fig. 7).<sup>2</sup>**

Comme expliqué dans la partie 2-A.1., une augmentation soudaine de la charge<sup>2</sup> s'accompagne d'une accélération du rotor suivant l'équation (2-1). Sur la Figure 2-29 cela se traduit par le passage du point

de fonctionnement A au point B : l'angle  $\delta$  augmente en valeur absolue de même que le couple moteur  $C_m$ , venant ainsi contrebalancer l'augmentation du couple résistant  $C_r$ . Le système est stable.

Par contre, dès que l'angle  $\delta$  devient supérieur à  $90^\circ$  en valeur absolue, cette autorégulation de

l'alternateur synchrone ne fonctionne plus : si  $C_r$  augmente encore,  $\delta$  va continuer à augmenter alors que  $C_m$  lui va diminuer (toujours en valeur absolue). Le système est divergent et ne peut se

---

<sup>2</sup> Aux instants  $t < t_0$  le couple résistant (la « charge ») vaut  $C_0$  et est égale au couple moteur  $C_m$ , l'angle interne

de la machine vaut  $\delta_0$  (point de fonctionnement A). A  $t_0$  la charge augmente de  $\Delta C_r$ , le point de fonctionnement

de la machine va alors naturellement se déplacer sur la caractéristique  $C_m(\delta)$  jusqu'au point B pour lequel le

couple moteur égale le nouveau couple résistant  $C_0 + \Delta C_r$ .

<sup>2</sup> Dans la convention alternateur adoptée ici, les couples prennent des valeurs négatives. Quand nous parlons « d'augmentation de la charge », il s'agit d'une augmentation de la puissance consommée. Celle-ci se traduit par une diminution du couple résistant  $C_r$  mais une augmentation de sa valeur absolue (ou, ce qui revient au même, une augmentation de  $-C_r$ ), se traduisant bien par une augmentation de  $\Omega$  d'après (2-1).

resynchroniser naturellement avec le reste du système électrique, ses protections l'isolent alors du réseau pour ne pas le détériorer.

L'étude de la stabilité consiste alors en l'analyse de la réaction des alternateurs synchrones à une perturbation. Elle fait partie intégrante des études amont réalisées par les gestionnaires de réseau et est essentielle au bon fonctionnement des systèmes électriques. En effet, « les pertes de stabilité sont des phénomènes très graves car très souvent, ils amplifient la perturbation initiale et entraînent un effondrement rapide et étendu du système électrique. » (Bornard, Pavard, et Testud 2005b, part. 4). Notons que le maintien de la tension aux bornes des alternateurs permet de conférer une marge de stabilité au-delà de leur stabilité naturelle (c'est-à-dire permettant d'atteindre des angles

internes supérieurs à  $\frac{\pi}{2}$ ), il y a donc un lien entre le problème de stabilité et de maintien du plan de

tension.

#### 2-A.2.b. *L'équation de « glissement »*

La variation de l'angle interne des alternateurs lors de variations de la charge est également appelée le phénomène de « glissement du rotor ». Nous venons de présenter qualitativement ce phénomène, mais il est essentiel d'en proposer une description quantitative afin de comprendre comment les différents paramètres du système électrique vont l'influencer. De plus, certains développements que nous proposons dans ce travail de thèse et que nous présenterons au chapitre 3 (partie 3-B.), sont liés à ce phénomène. Pour établir une description quantitative du phénomène de glissement, plaçons-nous dans le cas simplifié d'un alternateur synchrone connecté à un réseau électrique considéré comme un « bus infini », c'est-à-dire que le comportement de l'alternateur étudié ne modifie pas les caractéristiques du réseau auquel il est raccordé. Le fonctionnement d'un tel système est illustré par la Figure 2-30.

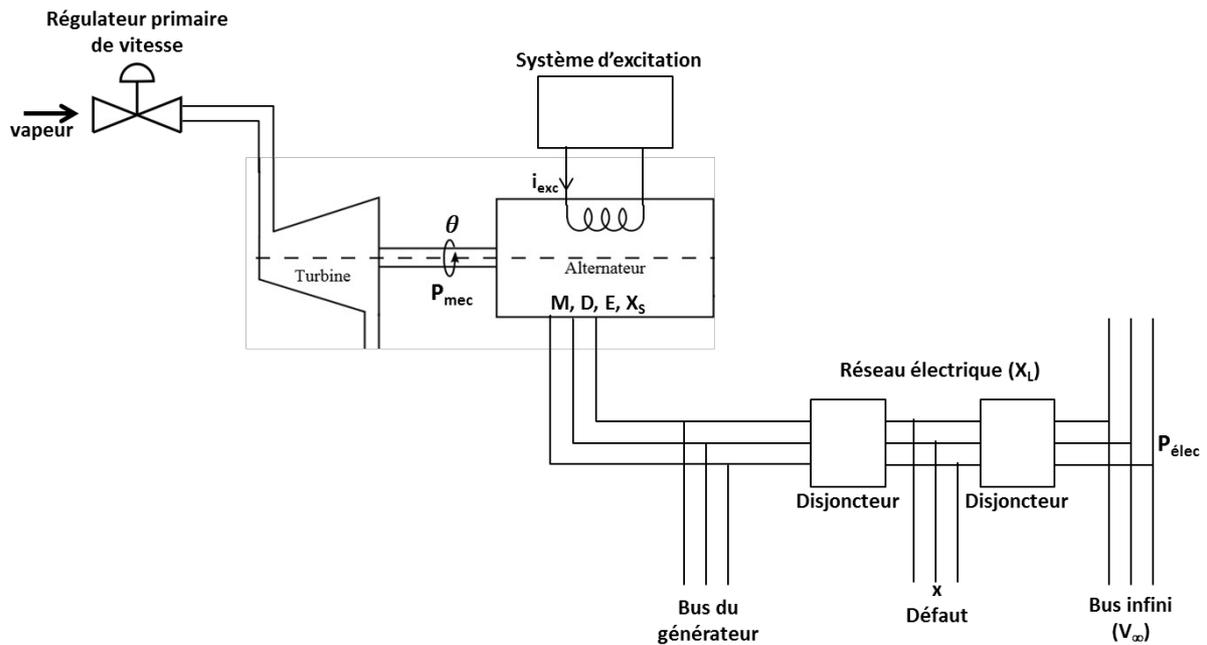


Figure 2-30 : Schéma d'un alternateur alimenté par une turbine et raccordé à un « bus infini » par une ligne triphasée [14, Fig. 14.1].

Un alternateur alimenté par une turbine développant une puissance mécanique  $P_{mec}$  est raccordé en triphasé à un réseau électrique, caractérisé par une réactance  $X_L$ , sur lequel il injecte une puissance

électrique  $P_{elec}$ . La phase du rotor est  $\theta$  sa constante d'inertie  $M$ , son coefficient d'amortissement  $D^\lambda$ ,

sa force électromotrice  $E$  et sa réactance synchrone  $X_s$ . Afin d'illustrer comment évolue  $\theta$  suite à une

perturbation, considérons le cas suivant :

1. Le système est initialement dans un état de fonctionnement normal, en régime permanent, le rotor tourne à sa vitesse de rotation synchrone correspondant à la fréquence nominale du réseau.

---

$\hat{=} M = H / (2\pi f)$ , avec  $H = E_{cin,0} / S_{app}$  où  $E_{cin}$  est l'énergie cinétique de l'alternateur due à la rotation du rotor,  $f$  la

fréquence,  $S_{app}$  la puissance apparente de l'alternateur et l'indice  $0$  désigne les valeurs nominales des grandeurs.

$H$  s'exprime en secondes et  $M$  en secondes carré.  $D = 4\pi^2 k / S_{app}$ , avec  $k$  un coefficient de friction linéaire (c'est-

à-dire que les forces de frottement mécaniques dans les roulements sur lesquels est fixé le rotor sont supposées proportionnelles à la vitesse de rotation du rotor).  $D$  s'exprime en secondes.

2. A l'instant  $t_0=0$ , un court-circuit se produit sur une ligne, les protections de l'alternateur et du réseau sont quasi-instantanément enclenchées (isolation de l'alternateur par ouverture des disjoncteurs).
3. Après un intervalle de temps  $T$ , le défaut est résolu et l'alternateur est reconnecté au reste du système électrique.

L'étude de la stabilité du système consiste à calculer la variation de  $\theta$  durant cette séquence et vérifier

s'il retourne à une valeur d'équilibre, caractérisée par une vitesse de rotation proportionnelle à la fréquence synchrone, lors de la troisième étape décrite ci-dessus. On se place pour cela dans

l'hypothèse où  $\theta$  varie lentement par rapport à la vitesse de rotation nominale du rotor, du fait de la

grande inertie mécanique des rotors :

$$(2-11) \quad \theta(t) = \omega_0 t + \theta_0 + \tilde{\theta}(t) \quad \text{avec} \quad \dot{\theta} = \dot{\tilde{\theta}} + \omega_0 \quad \text{et} \quad \dot{\tilde{\theta}} \ll \omega_0$$

Sous cette hypothèse, et en effectuant le changement de variable  $\delta = \theta_0 + \tilde{\theta} - \frac{\pi}{2}$ , un

développement limité à l'ordre 1 en  $\tilde{\theta}$  de l'équilibre des puissances au niveau de l'alternateur permet

d'aboutir à l'équation de « glissement »<sup>λ</sup> de l'angle  $\theta$  durant les transitoires<sup>λ</sup> :

$$(2-12) \quad M \dot{\delta} + D \delta = \begin{cases} P_{mec}, & \text{pour } 0 \leq t < T \\ P_{mec} - K \sin(\delta), & \text{pour } t \geq T \text{ et } t < 0 \end{cases}$$

Avec  $M$ , constante d'inertie de l'alternateur<sup>80</sup> ;

$D$ , constante d'amortissement de l'alternateur<sup>80</sup> ;

---

<sup>λ</sup> Plus couramment rencontrée sous le terme anglophone de « *swing equation* ».

<sup>80</sup> Pour plus de détails sur la construction de cette équation, le lecteur ou la lectrice pourra se reporter à (Bergen, Arthur R. et Vittal, Vijay 2000, chap. 14).

$P_{mec}$ , la puissance mécanique fournit par la turbine alimentant l'alternateur en p.u.<sup>λ</sup> ;

$$K = \frac{3 E V_{\infty}}{X S_{app}}$$

, un coefficient de couplage (le terme de couplage est nul durant l'étape 2) ;

$E$ , la force électromotrice de l'alternateur ;

$V_{\infty}$ , la tension aux bornes du bus infini ;

$X$ , l'admittance totale, somme de l'admittance de l'alternateur et de la ligne qui le raccorde au réseau ;

$S_{app}$ , la puissance apparente triphasée de l'alternateur.

L'étude de la stabilité en régime transitoire se fait donc en résolvant l'équation (2-12)<sup>λ</sup>, ce qui permet d'étudier l'influence des différents paramètres ( $M$ ,  $D$ ,  $P_{mec}$  et  $K$ ). La Figure 2-31 illustre par exemple la

dynamique de l'angle interne  $\delta$  d'un alternateur connecté à un bus infini, et obéissant à l'équation (2-

12), pour différentes valeurs du paramètre de couplage  $K$ .

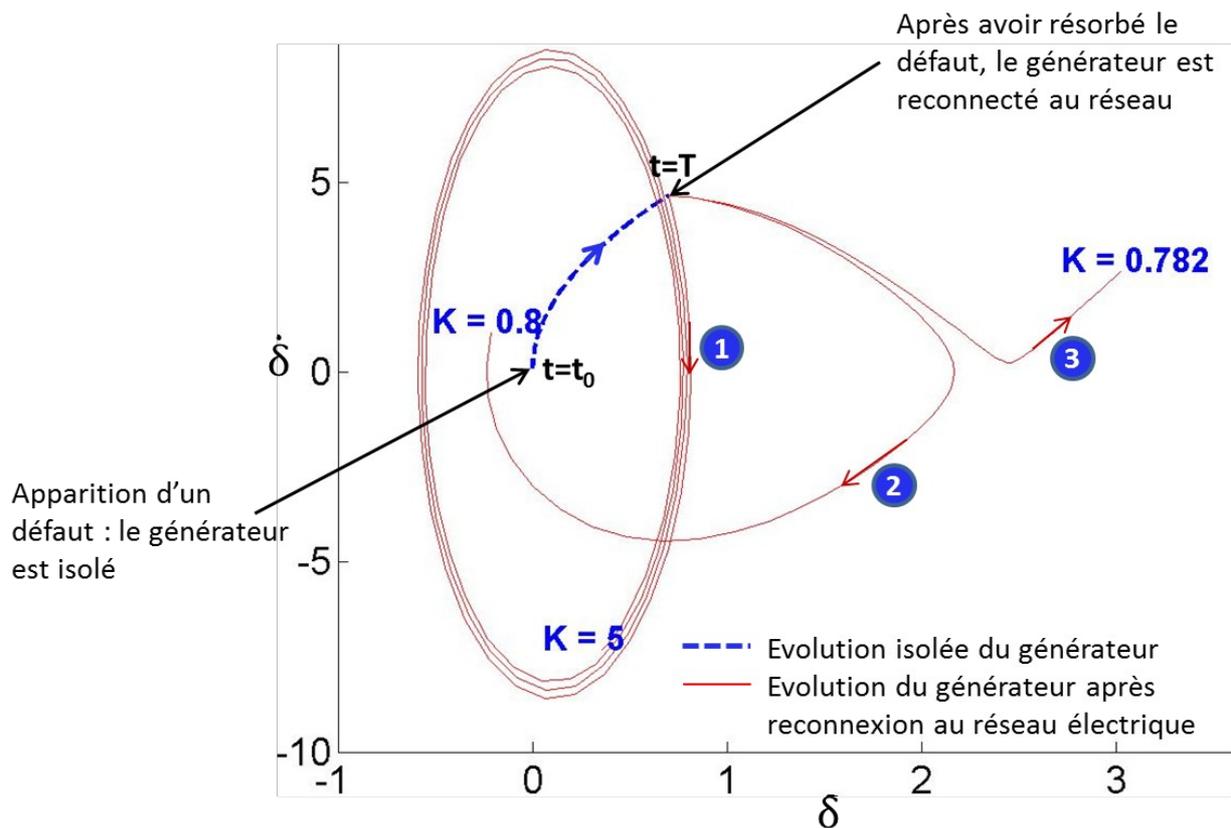


Figure 2-31 : Diagramme de phase du régime transitoire d'un alternateur connecté à un bus infini pour différentes valeurs du coefficient de couplage  $K$ .<sup>λ</sup>

≡ Il est courant en électrotechnique de travailler avec des grandeurs en « per-unit » (p.u.), c'est-à-dire ramenées à une puissance judicieusement choisie, afin de pouvoir comparer ces grandeurs pour des machines différentes.

≡ A l'aide du solveur « ode » de Matlab®.

≡ Dans les cas 1 et 2,  $K$  vaut respectivement 5 et 0,8, le générateur parvient à se resynchroniser avec le reste du système électrique, le système est stable. Dans le cas 3,  $K=0,782$ , le générateur ne parvient pas à se resynchroniser au reste du système électrique et finira par décrocher, le système est instable. Les paramètres du

La Figure 2-31 montre l'importance du couplage pour le fonctionnement du système électrique : lorsque celui-ci est insuffisant (par exemple pour  $K = 0,782$  dans le cas étudié), l'alternateur ne parvient pas à se resynchroniser à la fréquence synchrone, le rotor glisse jusqu'à ce que l'alternateur soit découplé du réseau. Il y a alors perte de synchronisme pour ce générateur.

Le temps de résolution des défauts est également un paramètre crucial pour la stabilité du système. Dans l'exemple précédent, le temps de résolution était de 0,3 seconde. Un temps de résolution plus long aurait pu entraîner une divergence du système y compris pour paramètre de couplage  $K = 0,8$ .

En négligeant le terme d'amortissement de l'oscillateur, relativement faible pour un alternateur

( $D \approx 0.1M$  [14, p. 548]), il est alors facile de calculer le temps de résolution critique du défaut

(« *clearing time* » en anglais) au-delà duquel l'alternateur aura trop « glissé » pour pouvoir se resynchroniser au reste du système électrique. La Figure 2-32 montre comment ce temps critique évolue avec l'inertie  $H$  du rotor : plus celle-ci est élevée plus l'opérateur a de temps pour résoudre le défaut.

Cet exemple nous a permis d'illustrer l'importance de certains paramètres telle que la constante de couplage, elle-même reliée aux tensions et à l'impédance du réseau, ou encore l'inertie des alternateurs, pour garantir la stabilité du système. Un système avec beaucoup d'inertie ou encore reposant sur un réseau haute tension bien maillé (paramètres  $V_\infty$  élevé et  $X$  faible dans la définition de la constante de couplage  $K$ , voir équation (2-12)), sera plus stable et donc plus facile à gérer<sup>2</sup>.

---

modèle sont  $f=50$  Hz,  $H=5$  s,  $P=0,5$  p.u et  $T=0,3$  s.

<sup>2</sup> Du moins en ce qui concerne la stabilité du réseau électrique. Par contre, les groupes ayant le plus d'inertie mettent également plus de temps à démarrer et atteindre leur puissance nominale de fonctionnement. Pour être en mesure de répondre à une large palette d'événements, il est donc nécessaire de disposer de groupes aux caractéristiques variées.

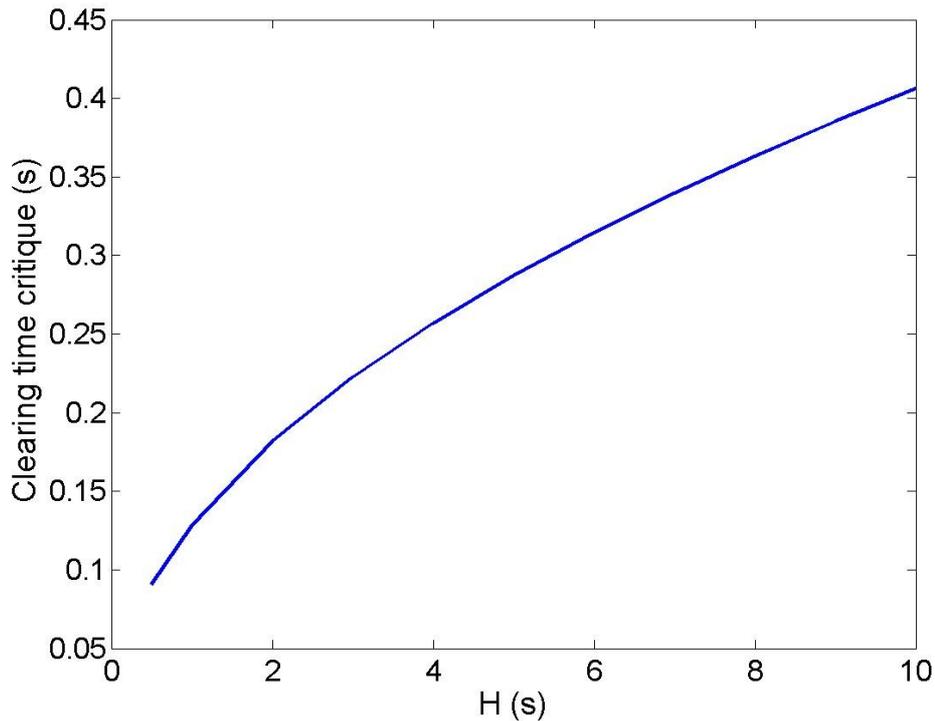


Figure 2-32 : Evolution du temps de résolution critique des défauts en fonction de l'inertie réduite<sup>λ</sup> H de l'alternateur connecté à un bus infini.<sup>λ</sup>

### 2-A.3. Planification et prévisions amont

Afin d'assurer un fonctionnement adéquat du système électrique pour un large éventail de situations, il est nécessaire de bien dimensionner le parc de production et le réseau électrique et de planifier en amont les périodes de maintenance des groupes. Il est également essentiel de prévoir les cycles de démarrages et d'arrêts des groupes de production suffisamment en avance pour tenir compte des temps de montée en puissance, mais également pour s'assurer que l'opération du système électrique se fera dans le respect des marges de sécurité. Pour cela, les gestionnaires de réseau réalisent des études prévisionnelles à différentes échelles de temps, allant de l'analyse pluriannuelle jusqu'à l'analyse journalière (Augé et Brunet 1989).

#### 2-A.3.a. Planification à moyen et long terme

Il s'agit tout d'abord de planifier suffisamment en amont les investissements à réaliser afin de faire face à l'évolution de la demande électrique. Cela permet également d'anticiper l'arrivée de nouveaux moyens de production tels que les énergies renouvelables prévues dans les plans gouvernementaux (chapitre 1, partie 1-A.2.d.), le déclassement des centrales arrivées en fin de vie ou ne respectant plus les réglementations environnementales en vigueur. Pour cela, les gestionnaires de réseau réalisent des exercices à moyen et long termes, typiquement de 10 à 20 ans.

<sup>λ</sup> Notons que pour l'inertie réduite H est généralement comprise entre 1 et 10 secondes pour les différents types de générateurs (Anderson et Fouad 1977).

<sup>λ</sup> Le terme d'amortissement a été négligé ici (D=0). Les autres paramètres utilisés ont pour valeur : f=50Hz, K=0,8 p.u. et P=0,5 p.u.

En France par exemple, le gestionnaire du réseau de transport, RTE, a pour mission d'élaborer chaque année un « bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité » qui porte sur l'évaluation des besoins d'investissement dans de nouveaux actifs de production (*Décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité*, 2006), ainsi qu'un « schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité » qui porte sur les infrastructures de réseau (*Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE 2009*). Le Bilan prévisionnel comporte, d'une part, une analyse du risque de défaillance pour les cinq années suivant l'année de l'exercice, réalisée à partir de l'évolution probable de la consommation et de la production à cette échéance et, d'autre part, une analyse scénarisée des conséquences que pourraient avoir différentes politiques énergétiques sur l'évolution à long terme, 15 à 20 ans<sup>λ</sup>, du système électrique (RTE 2014a). Le Schéma décennal présente également deux horizons d'analyse : une description de l'ensemble des ouvrages que RTE prévoit de construire ou de mettre en service dans les trois ans à venir, et les principales infrastructures à envisager à un horizon de dix ans. Cette analyse repose sur celles du Bilan prévisionnel et « intègre pour chaque région, les objectifs inscrits dans les Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE) et les conclusions des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) qui en découlent ». Le Schéma décennal doit être validé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) avant de pouvoir être publié (RTE 2014b).

Des exercices similaires au Schéma décennal existent au niveau européen (le « Ten-Years Network Development Plan – TYNDP ») et à l'échelle de plusieurs pays, élaborés par l'association des gestionnaires de réseau de transport européens (ENTSO-E), permettant ainsi la cohérence du développement du réseau à ces différentes échelles.

La planification du réseau et des moyens de production repose donc sur deux types d'exercice très différents. A moyen terme (quelques années), l'évolution prévisible du système électrique est analysée, les aléas étant alors pris en compte par des analyses Monte-Carlo, avec des tirages aléatoires sur des variables stochastiques telles que la demande ou les niveaux de disponibilité des différents moyens de production<sup>λ</sup>. Il s'agit d'une modélisation relativement robuste devant garantir que le système électrique sera en mesure de faire face à un large éventail de situations<sup>λ</sup>, et d'identifier rapidement les investissements nécessaires le cas échéant. A long terme (10 ans et au-delà), une analyse prospective reposant sur l'étude de scénarios contrastés sera privilégiée, afin d'encadrer le caractère fortement incertain du futur à cet horizon (Berger 1964). Toutefois, il convient de garder à l'esprit que quelle que soit la méthode employée pour analyser cet horizon temporel, celle-ci ne pourra « résoudre rigoureusement le problème posé du développement optimal du réseau. Car le nombre de situations possibles auxquelles celui-ci aura à faire face est difficile à cerner

---

≡ A l'horizon 2030 dans les derniers bilans prévisionnels réalisés par RTE (depuis l'édition 2011).

≡ Qu'ils soient des moyens conventionnels en tenant compte d'aléas sur les pannes et la maintenance des ouvrages, ou des moyens renouvelables avec des aléas sur les conditions météorologiques.

≡ Du fait des nombreux aléas pouvant survenir, il n'est pas envisageable de couvrir toutes les situations possibles, il subsistera donc toujours une probabilité non-nulle de défaillance. Le niveau de défaillance considéré comme acceptable résulte d'un compromis entre qualité et continuité de la fourniture d'électricité d'une part, et coût des moyens à mettre en œuvre pour réduire les défaillances marginales. En France, le critère retenu est la durée de défaillance qui ne doit pas dépasser 3 heures par an et par usager en espérance (*Décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité*, 2006).

entièrement et, surtout, l'incertitude de l'avenir à long terme conduit à considérer avec une grande philosophie la rigueur des calculs. » (Meslier et Persoz 1989, part. 7). Cela conduit à un surdimensionnement du système électrique pour qu'il soit en mesure de fonctionner dans la quasi-totalité des situations rencontrées.

#### 2-A.3.b. *Prévisions de consommation et planification à court terme*

A l'échelle de l'année, les exploitants devront affiner les prévisions de consommation en fonction de la conjoncture économique, planifier l'entretien des groupes de production et des infrastructures de réseau, évaluer les besoins en combustible et élaborer les stratégies de gestion du parc de production. Ensuite, au niveau hebdomadaire, seront validés (ou différés) des éléments de la planification annuelle : stratégie d'utilisation de certains moyens de production, typiquement de la ressource hydraulique qui est limitée et donne lieu à un arbitrage entre une utilisation immédiate et une utilisation future ; ou encore entretien des ouvrages. C'est également à cette échelle que se fait la prévision des échanges non contractuels avec les pays voisins. Enfin, en « J-1 »<sup>λ</sup>, les programmes de production du jour J doivent être établis à un pas de temps suffisamment fin (une demi-heure) et communiqués aux usines de production d'électricité. Pour ce faire, un plan de production optimal est établi pour répondre à la demande résiduelle<sup>λ</sup> prévisionnelle, tout en tenant compte de l'ensemble des contraintes pouvant affecter chaque centrale (temps de démarrage et de montée en puissance des groupes thermiques, contraintes sur les ressources hydrauliques éventuellement destinées à d'autres usages etc.). Ce plan doit encore être validé par des études de réseau poussées qui peuvent conduire à sélectionner un groupe de production plutôt qu'un autre pour des questions de sécurité du système électrique, quitte à désoptimiser le plan de production prévu initialement. Il y a là un « arbitrage nécessaire entre l'économie et la sécurité du système. » (Augé et Brunet 1989).

#### 2-A.4. *Modélisation du système électrique*

Les gestionnaires de réseau et les producteurs utilisent différents modèles afin de simuler le fonctionnement du système électrique décrit précédemment, et pour répondre à la demande au moindre coût. Dans cette partie, nous présentons succinctement trois problématiques associées au fonctionnement des systèmes électriques : le problème de unit-commitment (PUC) lié à la l'établissement du plan de production pour répondre à la demande ; le problème d'écoulement de puissance optimal (EPO) lié à la répartition des flux d'électricité sur le réseau pour une production et une consommation données ; et l'étude de la stabilité du système électrique liée au fonctionnement en régime perturbé.

Les modèles permettant de répondre à ces problèmes ne sont pas adaptés à l'étude du long terme, mais peuvent néanmoins être couplés à d'autres modèles dédiés à ces questions. Il s'agit donc d'en comprendre les grands principes puisque nous présenterons de tels couplages dans la partie 2-C., ainsi que des modèles de prospective intégrant directement des éléments propres à ces modélisations portant sur le court terme.

---

<sup>λ</sup> C'est-à-dire la journée précédant la journée de l'exploitation proprement dite.

<sup>λ</sup> La demande résiduelle est la demande moins la production d'électricité non-pilotable.

#### 2-A.4.a. Le problème de unit-commitment

Le fonctionnement du système électrique en régime normal correspond à l'équilibre entre la production et la consommation, réalisé au moindre coût, tout en assurant un niveau de réserves en fréquence et en tension suffisant pour la sécurité du système électrique (partie 2-A.1.). La planification opérationnelle à court terme, qui vise à assurer le bon fonctionnement du système électrique à une échéance allant typiquement de un jour à une semaine (partie 2-A.3.), vise à définir la succession des démarrages et arrêts des unités de production permettant un tel fonctionnement jusqu'à cette échéance. Cela revient à déterminer *le plan de production*. Il existe généralement une multitude de plans de production permettant de répondre à une demande donnée. Le PUC consiste alors à chercher un plan de production optimal, c'est à dire permettant de répondre à la demande voulue au moindre coût (Soliman et Mantawy 2016, chap. 4).

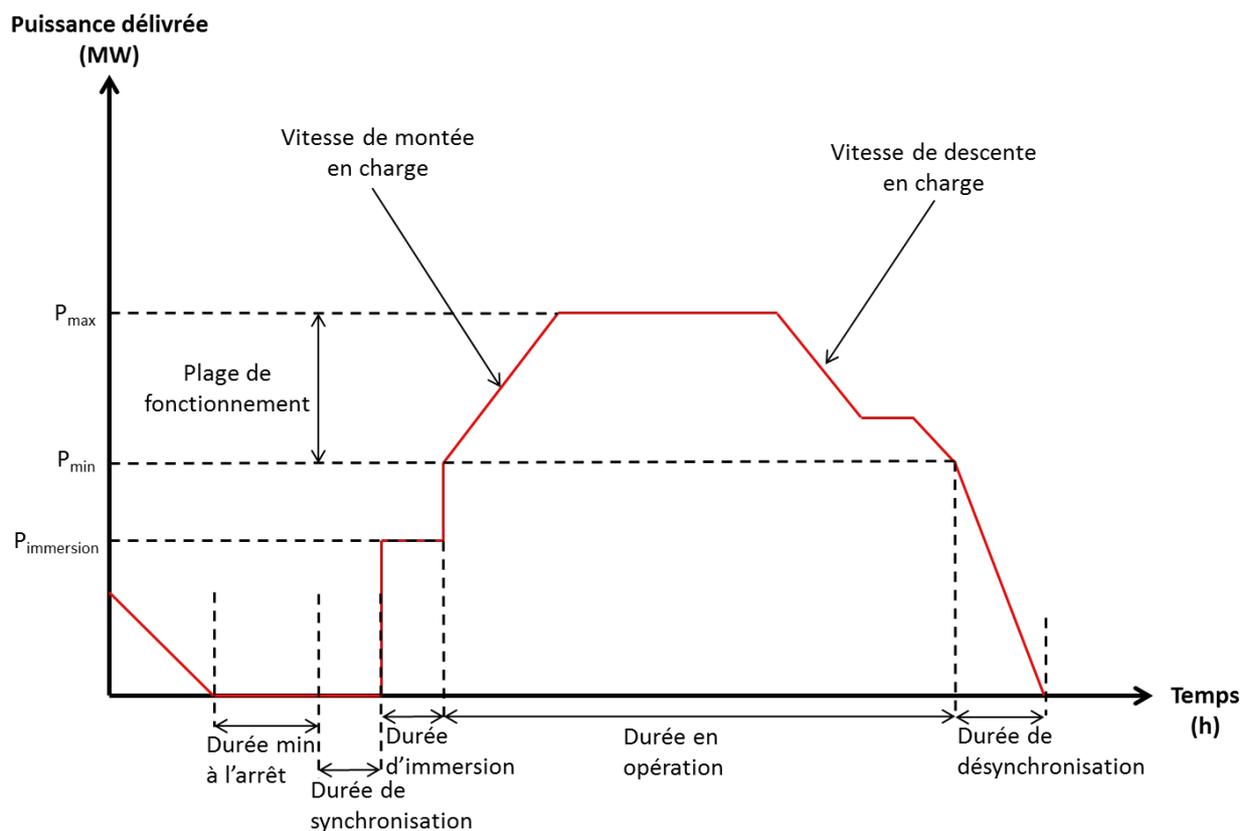
La résolution du PUC correspond à la minimisation d'une fonction de coût, intégrant généralement trois composantes pour chaque unité de production du système considéré : un coût de combustible dépendant de la production de chaque unité, un coût de démarrage des unités<sup>λ</sup>, et un coût d'opération, non nul seulement lorsque l'unité est en marche mais ne dépendant pas de la production<sup>λ</sup>. Par ailleurs, l'optimisation réalisée se fait sous un certain nombre de contraintes au premier rang desquelles l'équilibre entre production et demande sur toute la durée simulée, tout en gardant une marge correspondant aux réserves tournantes<sup>λ</sup>. Les autres contraintes correspondent à diverses caractéristiques des machines : durée minimale de fonctionnement et d'arrêt une fois l'unité démarrée ou éteinte, temps de démarrage et d'arrêt de l'unité (contraintes dites de « rampes »), niveaux de production minimal et maximal, indisponibilité de l'unité pour cause de panne ou de maintenance, obligation pour l'unité de fonctionner à un certain niveau de production (par exemple pour les unités de cogénération dont la production d'électricité est déterminée par la quantité de chaleur qu'elles doivent livrer), contraintes sur le personnel disponible pour démarrer une unité lorsque plusieurs unités appartiennent à la même centrale, ou encore contraintes de fonctionnement liées aux émissions de polluants (Figure 2-33). Ainsi, le problème à résoudre n'est pas linéaire puisque la fonction objectif et les contraintes font intervenir des variables binaires correspondant au fonctionnement ou à l'arrêt de chaque unité. Pour résoudre ce problème complexe, un grand nombre d'algorithmes différents ont été proposés, utilisant soit des méthodes déterministes soit des méthodes stochastiques (Yamin 2004).

---

≡ Sont distingués les démarrages à « chaud », lorsque l'unité avait été arrêtée peu de temps avant son redémarrage et les démarrages à « froid » lorsque l'unité avait été arrêtée plus longtemps. Le coût de démarrage correspond en effet à l'énergie dépensée pour démarrer l'unité, énergie d'autant plus élevée qu'il est nécessaire de la faire monter en température.

≡ Le terme de « dispatch économique », également rencontrée dans la littérature, fait référence à la détermination du niveau de production requis pour *les unités déjà démarrées* pour répondre à la demande au moindre coût (partie 2-A.1.a.). Il s'agit donc d'un problème plus simple que celui du PUC puisqu'il ne considère pas la succession des démarrages et des arrêts de chaque centrale.

≡ Ici le concept de réserves tournantes réfère aux unités déjà connectées mais ne fonctionnant pas au maximum de leur puissance et pouvant ainsi augmenter rapidement leur production. Par rapport, à la classification des différents réglages en fréquence présentés dans la partie 2-A.1.b., elles correspondent donc aux réserves primaire et secondaire. Notons que d'autres définitions des réserves tournantes existent dans la littérature (Rebours 2008, part. 2.3.3.2).



**Figure 2-33 : Illustration des contraintes techniques intervenant lors du démarrage et de l'arrêt d'une unité de production thermique (Koltsaklis et Georgiadis 2015).<sup>λ</sup>**

Le PUC consiste donc en un problème d'optimisation traduisant le maintien de l'équilibre production – consommation sur un système électrique, tenant compte de chaque unité et des contraintes qui les affectent, et ce à une échelle de temps compatible avec les variations relativement lentes observées en régime permanent (typiquement de la demande ou de la production renouvelable variable). Il est également possible de tenir compte de l'incertitude qui existe nécessairement sur les prévisions de consommation ou de production renouvelable par un traitement stochastique du PUC (Quan et al. 2015).

#### 2-A.4.b. *Le problème d'« écoulement de puissance optimal »*

Les flux d'électricité se répartissent sur le réseau selon les injections et soutirages en chaque nœud de ce réseau en suivant les lois de Kirchhoff. Ces lois relient les puissances actives et réactives aux amplitudes et déphasages des tensions (partie 2-A.1.c.). Sur les réseaux maillés, c'est-à-dire sur les réseaux de transport haute tension, la répartition des transits d'électricité suivant ces lois est complexe et ne peut être contrôlée qu'en agissant sur la topologie du réseau, par l'intermédiaire des disjoncteurs (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 2.4). La résolution du problème de répartition des flux sur un réseau étant données les productions et consommations d'électricité, correspond au problème d'« écoulement de puissance », ou encore de « répartition des charges<sup>λ</sup> ». Il s'écrit sous la forme d'un système de  $2n$  équations non linéaires, où  $n$  est le nombre de nœuds du réseau, et dont les variables sont les tensions complexes desquelles peuvent être déduites toutes les autres

<sup>λ</sup> Ces contraintes techniques peuvent être totalement ou partiellement intégrées lors de la résolution du PUC.  
<sup>≡</sup> Rencontré plus fréquemment sous l'appellation anglophone « power flow » ou encore « load flow ».

grandeurs électriques (transits de puissance, courants, pertes) [26, Chap. 3]. Sur les réseaux de transport, il est possible en première approximation de simplifier les équations correspondant à ce problème en négligeant les effets résistifs et les chutes de tension, et en considérant de faibles variations des phases des tensions entre nœuds voisins<sup>λ</sup>. C'est l'approximation dite du « courant-continu » qui correspond à une linéarisation des lois de Kirchhoff. Sous cette approximation ces lois s'écrivent alors simplement :

$$(2-13) \quad \forall i \in N_R, P_i = \sum_{j \neq i} P_{ij} \quad : \text{loi des nœuds (1}^{\text{ère}} \text{ loi de Kirchhoff)}$$

$$(2-14) \quad \forall (i, j) \in L_R, P_{ij} = U^2 \frac{\Delta \theta_{ij}}{X_{ij}} \quad : \text{loi des mailles (2}^{\text{nd}} \text{ loi de}$$

*Kirchhoff)*

Avec  $N_R$ , l'ensemble des nœuds du réseau  $R$  considéré ;

$L_R$ , l'ensemble des lignes du réseau  $R$  considéré ;

$P_i$ , la puissance active injectée (producteur) ou soutirée (consommateur) au nœud  $i$  ;

$P_{ij}$ , la puissance active transitée sur la ligne  $(i, j)$  ;

$U$ , la tension sur le réseau considéré ;

$\Delta \theta_{ij}$ , le déphasage de la tension entre le nœud  $i$  et le nœud  $j$  ;

$X_{ij}$ , la réactance de la ligne  $(i, j)$ .

Outre les équations d'écoulement de puissance, il est également nécessaire de tenir compte des différentes contraintes opérationnelles correspondant au fonctionnement souhaitable du système : les amplitudes des tensions doivent en effet rester dans des plages acceptables (partie 2-A.1.c.) et les déphasages entre nœuds adjacents doivent également rester suffisamment faibles pour la stabilité du système (partie 2-A.2.). Posé ainsi, le problème d'écoulement de puissance possède un nombre de solutions qui augmente rapidement avec le nombre de nœuds considérés. Le problème d'« écoulement de puissance optimal<sup>λ</sup> » (EPO) correspond alors à la recherche de l'écoulement de puissance qui minimise le coût, ou les pertes, tout en vérifiant les contraintes mentionnées ci-dessus. La conduite des réseaux (partie 2-A.1.a.) nécessite la résolution en temps réel de l'EPO, sous l'approximation du courant-continu ou non, à une échéance de quelques minutes à quelques heures, afin de vérifier que les lignes électriques seront en mesure de supporter les flux permettant d'acheminer l'électricité depuis les nœuds producteurs jusqu'aux nœuds consommateurs (Bornard, Pavard, et Testud 2005a, part. 2.4).

---

≙ Il a été évalué que cette approximation était raisonnable pour des tensions les plus homogènes possibles entre les nœuds (écart-type inférieur à 0.01 p.u.), et pour un ratio  $X/R > 4$ , ce qui est le cas sur les lignes à haute tension (Purchala et al. 2005).

≙ Rencontré plus fréquemment sous l'appellation anglophone « optimal power flow » (OPF).

Jusqu'à récemment le PUC et l'EPO étaient découplés : la résolution du PUC était réalisée en considérant une représentation simplifiée du réseau, sans tenir compte des contraintes liées à la transmission de l'électricité, et l'EPO était calculé en supposant un ensemble fixé de générateurs connectés au réseau [26, Chap. 3]. Mais l'amélioration des outils de calcul ainsi que l'évolution actuelle du système électrique, avec le développement de moyens de production présentant une variabilité à court terme (partie 1-B.1.) et la possibilité d'agir rapidement sur la demande, rend les échelles de temps plus interdépendantes qu'elles ne l'étaient (Palminier et Webster 2011). Ainsi, des outils sont développés pour intégrer des contraintes liées à l'écoulement de puissance, souvent sous l'approximation continu, dans les modèles de unit-commitment (Dvorkin et al. 2015; Pandžić, Qiu, et Kirschen 2013).

#### *2-A.4.c. L'étude des régimes transitoires*

Les problèmes exposés précédemment correspondent au fonctionnement normal du système électrique, du moins leur résolution permet-elle de vérifier en amont que les différentes grandeurs électriques resteront dans leur plage contractuelle. Il convient toutefois de s'assurer également que le système électrique réagira convenablement à des perturbations de ce fonctionnement normal, c'est-à-dire que les régimes transitoires ne causeront pas de variations trop importantes de ces mêmes grandeurs électriques, et qu'ils seront amortis suffisamment rapidement. Il s'agit donc d'étudier le comportement dynamique du système électrique au travers de sa stabilité.

Comme expliqué partie 2-A.2., la question de la stabilité des systèmes peut concerner la fréquence, la tension ou encore les angles rotoriques des machines synchrones. Dans ce travail, nous nous focalisons sur le problème de la stabilité des angles rotoriques suite à des perturbations de grande ampleur, également appelée stabilité transitoire. En effet, il s'agit du phénomène présentant la dynamique la plus rapide, de l'ordre de la fraction de seconde à quelques secondes, et pouvant avoir des conséquences particulièrement désastreuses pour le fonctionnement des systèmes électriques (perte du synchronisme) (Pavella, Ernst, et Ruiz-Vega 2000, chap. 1). De plus, comme explicité dans les parties 2-A.1.b. et 2-A.1.c., les réserves en fréquence et en tension sont là pour limiter les excursions de ces grandeurs.

Nous avons illustré ce problème dans la partie 2-A.2.b., à travers une version simplifiée ne considérant qu'un seul générateur synchrone relié à un bus infini (Figure 2-31 et Figure 2-32). Bien entendu, les systèmes réels sont bien plus complexes : un réseau typique comporte des dizaines voire des centaines de machines, des centaines voire des milliers de nœuds et de lignes, aux caractéristiques diverses. Or, les études de stabilité visent à assurer en amont qu'un aléa ne risque pas de conduire à la perte du synchronisme, et en temps réel, au cas où une perturbation aurait eu lieu, à analyser rapidement la situation afin de déterminer les éventuelles actions à mener pour limiter l'ampleur et l'étendue de l'instabilité. Sur les systèmes électriques réels, ces études devront donc être en mesure de tester un grand nombre de scénarios (il y a d'autant plus d'aléas possibles que le système est grand), et ce pour des systèmes de taille importante présentant un nombre élevé de variables.

Il a été nécessaire pour cela de développer des méthodes à la fois suffisamment précises pour ne pas mésestimer les risques d'instabilité, et suffisamment rapides pour pouvoir être déployées sur ces grands systèmes et servir effectivement à prévenir ces instabilités ou en limiter les conséquences. La résolution des équations du mouvement des rotors a été pendant longtemps trop gourmande en

temps de calcul<sup>λ</sup> pour pouvoir être utilisée directement. Par ailleurs, bien que décrivant précisément la dynamique du système, cette méthode présente l'inconvénient de ne pas fournir d'indication quant à la dangerosité potentielle d'une perturbation ni quant à la marge restant avant l'instabilité. Deux autres grandes familles de méthodes ont été développées pour répondre à ces limitations. La première est une méthode déterministe reposant sur l'étude de fonctions de type énergie, et la deuxième, plus récente, est une méthode probabiliste utilisant des algorithmes d'apprentissage automatique. Ces méthodes ont été développées pour le contrôle en temps quasi réel des systèmes électriques et s'appuient de ce fait sur la connaissance précise de l'état de ces systèmes, notamment des soutirages et injections à chaque nœud et de la topologie du réseau (Pavella, Ernst, et Ruiz-Vega 2000).

La méthode en énergie étant proche de notre démarche, nous la présentons ici plus en détail.

L'étude de fonctions énergétiques pour adresser le problème de la stabilité date des années 1930. Il s'agissait alors de déterminer si des machines pouvaient se resynchroniser suite à un défaut les ayant isolées du reste du système électrique, en s'appuyant sur une méthode graphique reposant sur le critère des aires égales (EAC pour « Equal Area Criterion »), toujours utilisée aujourd'hui (Pavella, Ernst, et Ruiz-Vega 2000). Cette méthode présente deux avantages comparée à celle qui consiste à résoudre les équations différentielles relatives au glissement des rotors (équation (2-12)) : elle est moins gourmande en temps de calcul, et permet de déterminer des marges de stabilité indiquant quelle « distance » sépare le système de l'instabilité. Elle a été étendue dans les années 1960 en utilisant la théorie de Lyapunov sur la stabilité des systèmes dynamiques. Il s'agit alors de construire une fonction d'état du système, dite fonction  $V$  de Lyapunov, définie positive et de dérivée semi-définie négative. Cette fonction de Lyapunov permet alors de définir le domaine d'attraction du système et ainsi d'étudier sa stabilité (Figure 2-34).

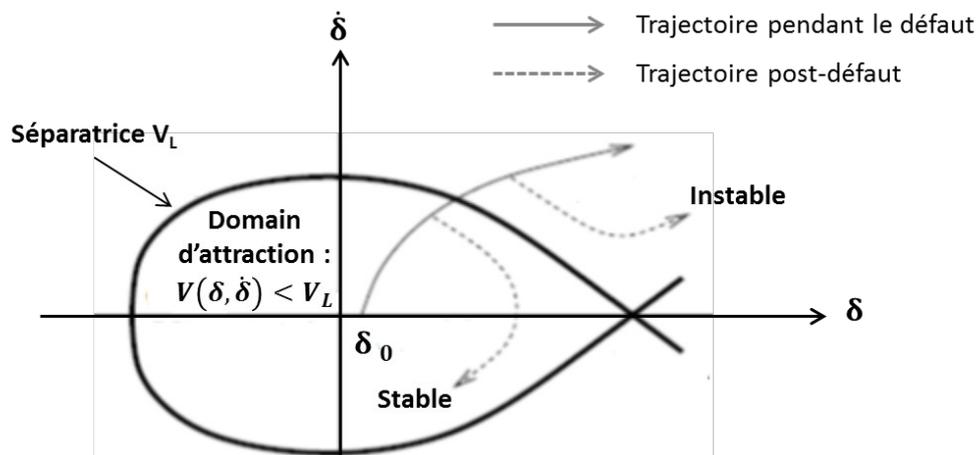


Figure 2-34 : Diagramme de phase du régime transitoire d'un alternateur connecté à un bus infini et illustration de l'utilisation de la fonction de Lyapunov associée (Pavella, Ernst, et Ruiz-Vega 2000, fig. 1.3).

<sup>λ</sup> Jusqu'en dans les années 90 une seule simulation sur un système réel pouvait prendre une demi-heure, ce qui correspond à peu près au temps dont dispose un opérateur pour anticiper les éventuelles instabilités.

## 2-A.5. Conclusion : un équilibre complexe à la base des grands principes du fonctionnement des systèmes électriques

La complexité intrinsèque des systèmes électriques rend en pratique illusoire un dimensionnement qui permettrait de répondre à toutes les situations. Leur performance sera alors mesurée par des indicateurs telle que la probabilité de défaillance ou encore l'espérance d'énergie non distribuée aux clients du réseau. Des critères de performance sont d'ailleurs inscrits dans la loi et font office d'objectifs à atteindre pour les gestionnaires du réseau de transport, sous le contrôle des régulateurs (par exemple l'arrêté du 24 décembre 2007 qui donne des critères de qualité sur la tension et le nombre de coupures par an pour les gestionnaires du réseau de distribution et de transport (*Arrêté relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité 2007*)).

Outre une planification à différentes échelles temporelles, les gestionnaires de réseau mesurent en temps réel l'état du réseau, caractérisé par la fréquence et la tension en différents points, et régulent automatiquement ces grandeurs lorsqu'elles s'écartent de leurs valeurs de consigne. Ces régulations sollicitent essentiellement les moyens de production centralisés raccordés au réseau de transport. Ils sont chargés de fixer la tension sur ce réseau en produisant ou en consommant de la puissance réactive, et de réguler la fréquence en augmentant ou diminuant leur puissance mécanique. Ces régulations sont essentielles pour le bon fonctionnement du système électrique : en effet, ce sont elles qui permettent d'assurer l'équilibre production – consommation en temps quasi-réel, équilibre sujet en permanence à des petites variations (petits écarts entre la demande prévisionnelle et la demande réalisée), et occasionnellement, à des variations de plus grande ampleur (perte d'un moyen de production ou d'une ligne par exemple).

Il est donc clair à ce stade que les performances des systèmes électriques sont fortement liées à la capacité des grandes centrales à fournir un certain nombre de « services » au réseau. Le dimensionnement du réseau (nombre et longueur des lignes aux différents niveaux de tension, topologie du réseau électrique) est également un facteur important pour le fonctionnement du système électrique. C'est lui en effet qui permet la mutualisation des centrales pour répondre à la demande au meilleur coût possible, le secours qu'elles peuvent apporter au système électrique en cas de défaillance de l'une d'entre elles, ou encore le foisonnement de la consommation réduisant ainsi le dimensionnement du parc.

La pénétration du renouvelable dans le système électrique français constitue le cas d'application de la méthodologie développée dans le cadre de cette thèse. C'est pourquoi, nous allons dans la partie suivante tâcher d'appréhender les conséquences d'une telle évolution du système électrique sur le fonctionnement que nous venons de décrire.

## 2-B. Impacts du renouvelable variable sur le système électrique

Nous avons vu dans la partie 2-A. que l'équilibre entre production et consommation reposait en amont sur la planification des nouvelles infrastructures et sur la prévision de la consommation, et en temps réel, sur la capacité des moyens de production, notamment des moyens centralisés raccordés au réseau de transport, à ajuster rapidement leur production pour l'adapter à la demande (énergie cinétique contenue dans les rotors des alternateurs et régulateur primaire de vitesse qui modifie l'admission de vapeur dans la turbine). Le renouvelable variable va venir complexifier aussi bien la planification des systèmes électriques que leur fonctionnement en temps réel.

### 2-B.1. *Non corrélation de la production renouvelable variable avec la consommation*

La production des moyens renouvelables variables est relativement peu corrélée avec la consommation. Certes, la production éolienne est plus élevée en hiver qu'en été, et la production photovoltaïque plus importante de jour que de nuit, suivant ainsi la consommation (voir par exemple (Torres, Ekonomou, et Karampelas 2016) dans le cas du Portugal). Pour s'assurer que ces productions soient en mesure de suivre la courbe de consommation, il est toutefois nécessaire qu'il y ait une corrélation à des échelles de temps plus fines que les saisons ou la journée. Une analyse des corrélations entre la vitesse des vents et la demande dans les différents Etats australiens sur les années 2010 à 2012, au pas de temps demi-heure, a par exemple été conduite dans (Bell et al. 2015). Il ressort de cette étude que s'il existe une corrélation positive entre vitesse des vents et consommation dans la plupart des Etats, celle-ci n'excède jamais 23%. Certains Etats présentent même une corrélation nulle voire négative. Cette publication montre également que la combinaison du solaire (photovoltaïque et thermique) et de l'éolien permet d'accroître la corrélation de la production renouvelable avec la demande. Dans le cas de la France, la Figure 2-35 offre un exemple, à travers la courbe de production éolienne et photovoltaïque comparée à celle de consommation d'électricité en 2012, d'une corrélation relativement réduite entre production renouvelable variable et demande électrique. La consommation normalisée est deux fois plus importante que la production renouvelable variable (éolienne et PV) normalisée<sup>λ</sup> plus de la moitié de l'année, et plus de dix fois plus importante durant plus de cent heures. A l'inverse, la production éolienne et photovoltaïque normalisée est plus élevée que la consommation normalisée, un peu plus de 1 000 heures dans l'année. La Figure 2-36 donne un exemple, à travers les courbes de consommation et de production renouvelable variable normalisées durant la journée du 8 février 2012 correspondant à la pointe de consommation cette année-ci, d'une situation où ces moyens de production ne suffisent pas à répondre à la demande. De plus, puisqu'il s'agit de la demande de pointe, il est nécessaire de faire appel à un grand nombre de moyens complémentaires pour éviter un écroulement du système.

---

<sup>λ</sup> Ces grandeurs ont été normalisées par rapport à leur valeur maximale sur l'année (soit 102 GW pour la consommation et 7 GW pour l'éolien et le photovoltaïque pour l'année 2012). Cela revient à dimensionner la production renouvelable variable de telle sorte que le pic de production soit égal au pic de consommation sur l'année (soit environ 145 GW d'éolien + PV, en considérant un pic de consommation de 102 GW et un facteur de charge maximal du renouvelable variable de 70%, à comparer avec les 70 GW de potentiel éolien et 65 GW de potentiel photovoltaïque à l'échelle de la France à l'horizon 2050 d'après une étude de l'ADEME (ADEME 2013)).

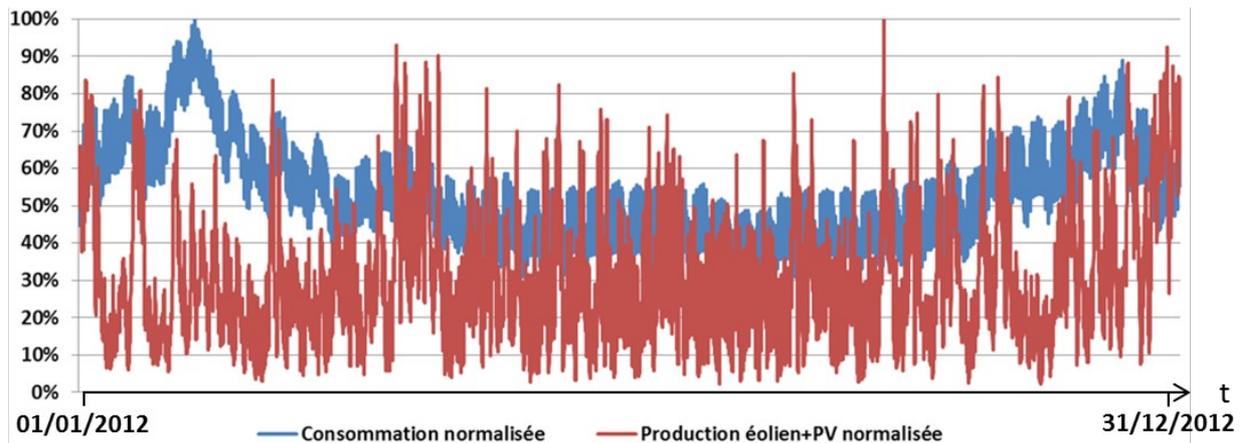


Figure 2-35 : Courbe de production éolienne et photovoltaïque comparée à la courbe de consommation électrique en France en 2012 (RTE 2014e).<sup>λ</sup>

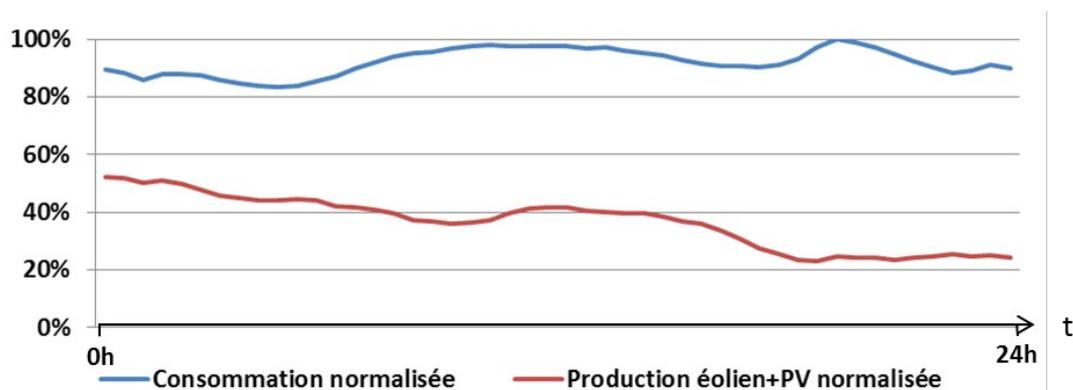


Figure 2-36 : Courbe de production éolienne et photovoltaïque comparée à la courbe de consommation électrique en France le 8 février 2012 (RTE 2014e).<sup>103</sup>

Le foisonnement de la production à l'échelle d'un continent, ainsi que la corrélation négative entre production éolienne et photovoltaïque (Torres, Ekonomou, et Karampelas 2016), ont tendance à augmenter la corrélation de la production renouvelable totale et de la consommation globale d'électricité. Une étude évaluant les besoins de capacités de réserve et/ou de stockage pour différents niveaux de pénétration du renouvelable variable, et sur des périmètres géographiques allant de 25 à 3 000 km<sup>λ</sup>, a ainsi montré qu'il était possible de réduire ces capacités de moitié avec un réseau bien dimensionné à l'échelle européenne, dans un scénario 100% renouvelable variable (Steinke, Wolfrum, et Hoffmann 2013). Toutefois, même à l'échelle de l'Europe il subsiste une forte corrélation positive entre la production renouvelable à un endroit et celle issue de la même source à l'autre bout du continent européen (Figure 2-37<sup>λ</sup>). Il est ainsi possible d'observer des

≡ La production et la consommation ont été normalisées par leur valeur maximale sur l'année (102 GW pour la consommation et 7 GW pour la production). Les données utilisées pour tracer les courbes sont au pas de temps demi-heure.

≡ Les auteurs font l'hypothèse d'un réseau « plaque de cuivre », c'est-à-dire sans congestion, à l'intérieur du périmètre géographique considéré. Le rayon de la plaque de cuivre correspond alors au périmètre sur lequel il est possible d'échanger l'électricité sans contrainte, et donc de profiter du foisonnement de la demande et de la production renouvelable.

≡ La figure montre en effet un lissage de la production quand on augmente l'échelle géographique considérée, toutefois les tendances globales à la hausse ou à la baisse de la production éolienne sont conservées.

périodes sans vent sur une large partie du territoire européen lors d'épisodes anticycloniques de grande ampleur.

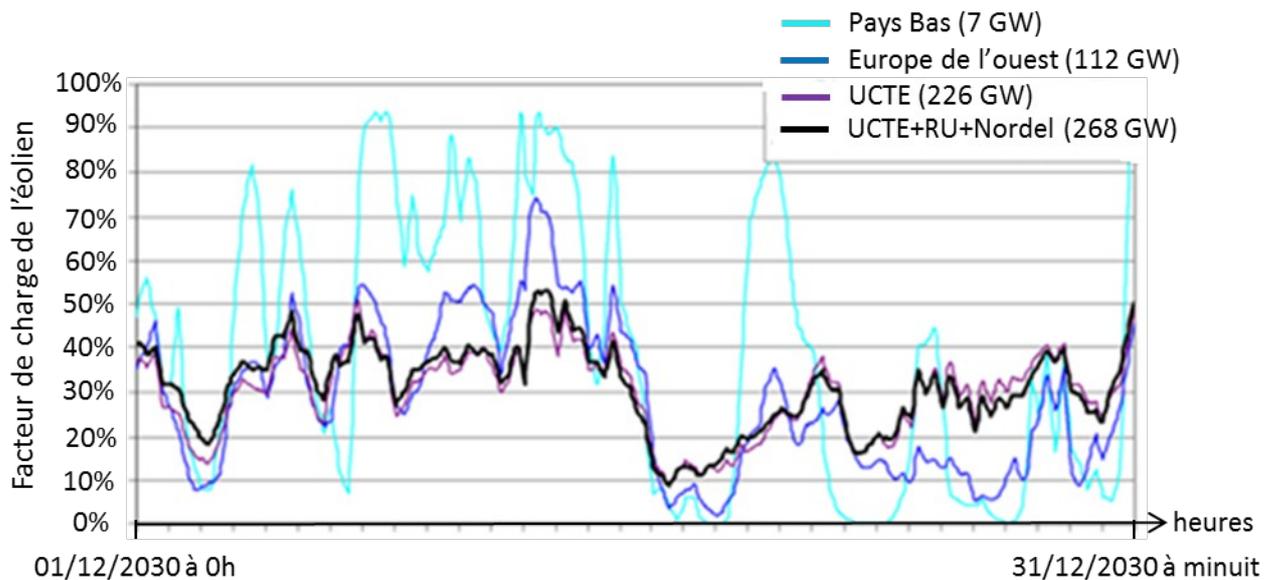


Figure 2-37 : Simulations de production éolienne pour quatre ensembles géographiques avec des données de vitesse de vent de décembre 2000 et des capacités éoliennes estimées à 2030.<sup>λ</sup>

Ainsi, même dans le cas où les interconnexions se développeraieent fortement, et qu'il n'y aurait plus de contraintes de congestion, il serait certainement nécessaire de disposer de moyens contrôlables afin de répondre en permanence à la consommation.

### 2-B.2. Moindre prévisibilité des moyens renouvelables variables

La prévisibilité de certaines formes d'énergie renouvelable, l'éolien et le solaire, est imparfaite même à court terme. Le retour d'expérience des gestionnaires de réseau allemands montre qu'il est aujourd'hui impossible de prévoir la production éolienne au-delà de 3 jours et que l'erreur de prévision à 1 jour est d'environ 10% en moyenne, pouvant parfois atteindre 50% (Fraisse et Karsenti 2014, part. 1.2.4). Contrairement à la prévision de demande, qui dispose d'un large retour d'expérience et dont la qualité est satisfaisante pour les gestionnaires de réseau, celle associée à la production éolienne et photovoltaïque conduit à des erreurs qui rendent plus ardue la constitution des réserves la veille pour le lendemain. Pour se prémunir du risque d'erreurs de prévision, il pourrait alors être nécessaire de disposer de réserves plus importantes qu'aujourd'hui.

Par ailleurs, le caractère décentralisé de cette production complexifie également la prévision et l'observation du réalisé du fait d'une multitude d'installations de petite taille répartie sur l'ensemble du territoire. Pour pallier ces difficultés, de nouveaux outils de prévision et de mesure de la production ont été mis en place par RTE conjointement avec ERDF en 2009 pour l'éolien, et en 2012 pour le photovoltaïque à travers le programme IPES (Insertion de la Production Eolienne et photovoltaïque dans le Système) (Fraisse et Karsenti 2014, part. 1.2.5).

<sup>λ</sup> Graphique tiré de: (« Understanding variable output characteristics of wind power: variability and predictability » 2016).

### 2-B.3. Participation aux services système

Les moyens de production éolien et photovoltaïque ne participent pas aux services système, notamment aux réglages en fréquence et en tension, dont nous avons vu l'importance dans la partie 2-A.1.. Il serait techniquement possible de les faire contribuer au réglage de la fréquence. Toutefois, cela supposerait d'accepter de perdre une partie de la production fatale d'énergie (car il faudrait par exemple les faire fonctionner en sous-régime pour conserver en permanence une réserve de puissance), et la réserve ainsi fournie ne pourrait être totalement garantie du fait de la prévisibilité imparfaite de la ressource. La participation de ces moyens de production au réglage de la tension est par contre plus aisée car les générateurs de nouvelle technologie ont la capacité de pouvoir contrôler le réactif produit ou consommé (Fraisie et Karsenti 2014, part. 1.2.6). L'Espagne a été pionnière pour l'intégration des énergies renouvelables variables aux services système en définissant leurs conditions de participation dans une loi datée du 18 décembre 2015 (*BOE.es - Documento BOE-A-2015-13875* 2015). La première participation à la hausse aux réserves en fréquence de production éolienne a été réalisée le 28 février 2016 par le groupe Acciona<sup>λ</sup> (« ACCIONA Energía, pioneer in providing electric power system adjustment only using wind power » 2016). Enfin, ces moyens de production ne contribuent pas non plus à l'inertie du système apportée par la masse tournante des générateurs synchrones. Or cette inertie cruciale pour les premières secondes qui suivent un incident sur le système électrique, avant l'activation des réserves primaires en fréquence (voir les parties 2-A.1.b. et 2-A.2.). Des recherches sont actuellement en cours pour faire contribuer les éoliennes à cette inertie, en produisant de « l'inertie synthétique » grâce à une électronique de puissance et des lois de commande adaptées (chapitre 3, partie 3-D.1.b.) (IRENA 2016, part. 3.4; Tielens et Van Hertem 2016).

Si le renouvelable variable est amené à continuer son fort développement actuel, il deviendra de plus en plus nécessaire qu'il puisse rester connecté au réseau en cas de perturbations afin de ne pas dégrader encore plus des situations critiques comme ce fut le cas lors de l'incident du 4 novembre 2006<sup>λ</sup> (Fraisie et Karsenti 2014, part. 1.3.1). Cet incident a par exemple donné lieu, en France, à une révision des prescriptions concernant la tenue des installations aux régimes perturbés (*Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique* 2008). Désormais toute installation de puissance supérieure à 5 MW<sup>λ</sup> doit pouvoir rester en fonctionnement un temps supérieur à une certaine durée lorsque la fréquence ou la tension s'écartent de leur valeur de référence.

Le renouvelable variable vient donc complexifier le fonctionnement du système électrique en ne participant pas à certaines régulations pourtant essentielles pour la garantie de l'équilibre production

---

<sup>λ</sup> Ce producteur a réalisé des tests demandés par le gestionnaire de réseau de transport espagnol, Red Eléctrica de España (REE), pour valider la capacité de son parc à répondre aux exigences requises pour la participation aux services système. Il a démontré sa capacité à augmenter sa production éolienne de 400 MW en 5 minutes, pour une puissance installée de 4 735 MW (« ACCIONA Energía, pioneer in providing electric power system adjustment only using wind power » 2016).

<sup>λ</sup> Durant cet incident, la zone ouest du réseau UCTE, alors en sous-fréquence, a perdu près de 11 GW de production décentralisée du fait des protections de ces moyens de production qui possédaient alors un seuil élevé de fréquence basse (49,5 Hz). Cette déconnexion, non-nécessaire, d'une partie de la production a aggravé la situation et en partie contribué au délestage de près de 16 GW de consommation.

<sup>λ</sup> Pour les territoires insulaires, ce seuil est bien sûr plus faible : toutes les installations, quelle que soit leur puissance, doivent rester connectées en cas de variation « lente » de la tension, et toutes celles supérieures à 100 kVA en cas de variation de la fréquence ou de variation « rapide » de la tension.

– consommation. Sa pénétration à grande échelle dans les systèmes électriques, qui a déjà débuté et devrait se poursuivre (chapitre 1, partie 1-A.2.), constitue ainsi un défi pour les gestionnaires de réseau qui ont pour mission d’assurer la continuité et la qualité de la fourniture. Pour mieux maîtriser cette pénétration, ils mettent d’ailleurs en place des systèmes de surveillance et de contrôle afin de suivre au plus près les injections d’électricité de ces moyens de production. Les moyens renouvelables variables vont également devoir s’intégrer graduellement au marché, à mesure que leurs coûts diminuent, et participer aux services système, par des contrôles commandes adaptés ou en étant couplés à des moyens de stockage.

#### 2-B.4. *Conclusion sur les impacts du renouvelable variable : des besoins supplémentaires de flexibilité*

Peu corrélé avec la demande, la pénétration du renouvelable variable dans la production d’électricité requière l’installation de moyens de production contrôlables, de capacités de stockage, d’augmenter les échanges avec les pays voisins, ou encore de décaler la demande, pour que l’équilibre production – consommation soit assuré en permanence. Les variations parfois rapides de la production renouvelable variable, ainsi que sa moindre prévisibilité, induisent de plus des contraintes supplémentaires sur les temps d’arrêt et de démarrage des unités, qui ne peuvent être trop longs. Cela restreint les types de centrale qui pourront être installés. La présence de renouvelable variable dans la production électrique reporte sur les autres moyens de production la participation aux services système<sup>2</sup>. Dans la suite du manuscrit, nous appellerons *flexibilités* les différentes options qui facilitent l’intégration du renouvelable variable et qui sont compatibles avec les contraintes que nous venons de mentionner.

Enfin, l’injection prioritaire du renouvelable sur le réseau électrique réduit le taux d’utilisation des moyens de production conventionnels, détériore les marges de ces derniers, qui finalement peuvent ne plus pouvoir être rentabilisés par la seule vente d’électricité sur le marché. La pénétration du renouvelable risque donc de conduire à un paradoxe, entre la nécessité d’être réalisée parallèlement à l’installation de nouvelles flexibilités pour le système électrique, et la captation de la rémunération liée à la vente d’électricité. Il y a donc là également une réflexion à porter sur le cadre réglementaire et économique encadrant la production et la vente d’électricité, réflexion qui dépasse le cadre de ce travail.

---

<sup>2</sup> A moins de développer et d’intégrer au système électrique des moyens renouvelables variables capables de participer à ces services.

## 2-C. Représentation du système électrique dans les modèles de prospective

Les problèmes décrits dans la partie 2-A.4. concernent le fonctionnement à court terme des systèmes électriques dont les échelles de temps caractéristiques sont très petites devant celles visées par la prospective (chapitre 1, Figure 1-19). Nous avons présenté la démarche prospective dans le chapitre 1 (partie 1-C.1.), ainsi que la difficulté posée par la représentation du système électrique en recourant à cette démarche. Nous souhaitons proposer ici une analyse plus détaillée d'études portant sur les évolutions de long terme du système électrique afin d'en dégager différentes méthodologies de représentation de ce système dans les modèles de prospective. Nous montrons alors que les approches existantes ne permettent pas de capter l'ensemble des phénomènes propres au fonctionnement des systèmes électriques décrits dans la partie 2-A., notamment l'étude de la stabilité de ces systèmes (partie 2-A.2.).

Nous avons choisi de classer les études recensées en trois approches suivant le type de modèle utilisé pour les conduire :

1. Utilisation d'un modèle de prospective « classique », c'est-à-dire ne recourant pas à des procédés de modélisation visant à l'amélioration de la représentativité des phénomènes électriques ;
2. Couplage d'un modèle de prospective avec un autre modèle plus adapté à la représentation des spécificités propres au fonctionnement des systèmes électriques, tels que ceux que nous avons décrit dans la partie 2-A.4., typiquement des modèles résolvant le PUC ou calculant l'EPO ;
3. Utilisation d'un modèle de prospective « amélioré » grâce par exemple à un choix approprié de la description temporelle et/ou à l'ajout de contraintes techniques caractéristiques de la dynamique de court terme des systèmes électriques.

De plus, afin de clarifier les spécificités de chacune de ces approches, nous nous intéressons à leur représentativité sur le plan temporel, c'est-à-dire leur capacité à représenter la dynamique de court terme des systèmes électriques, ainsi que sur le plan spatial, notamment leur aptitude à considérer le réseau électrique et le transport de l'électricité sur ce réseau.

### 2-C.1. Etude des systèmes électriques dans les modèles « classiques » de prospective

Les modèles de prospective n'ont pas nécessairement pour objet l'étude du système électrique. Les granulométries spatiale et temporelle des modèles « toutes énergies » sont généralement plus frustrées que pour les modèles décrivant le secteur électrique. En effet, les secteurs autres que le secteur électrique n'étant pas assujettis aux contraintes du système électrique que nous avons décrites dans la partie 2-A., il suffit pour les décrire de représenter les échanges entre pays ou grandes régions économiques et la saisonnalité de la demande. Ainsi le modèle MARKAL<sup>λ</sup>, développé sous l'égide de l'AIE dans le cadre du programme ETSAP<sup>λ</sup>, ne comportait par exemple que 6 plages temporelles par année modélisée<sup>λ</sup> (Fishbone et Abilock 1981a). Mais la décarbonisation des systèmes énergétiques pourrait passer par une migration d'un certain nombre de services énergétiques (typiquement le transport et le chauffage) vers le secteur électrique (chapitre 1, partie 1-A.2.a.). De plus, depuis les années 2000, la libéralisation des marchés de l'électricité et la pénétration croissante

---

<sup>λ</sup> MARKet ALlocation

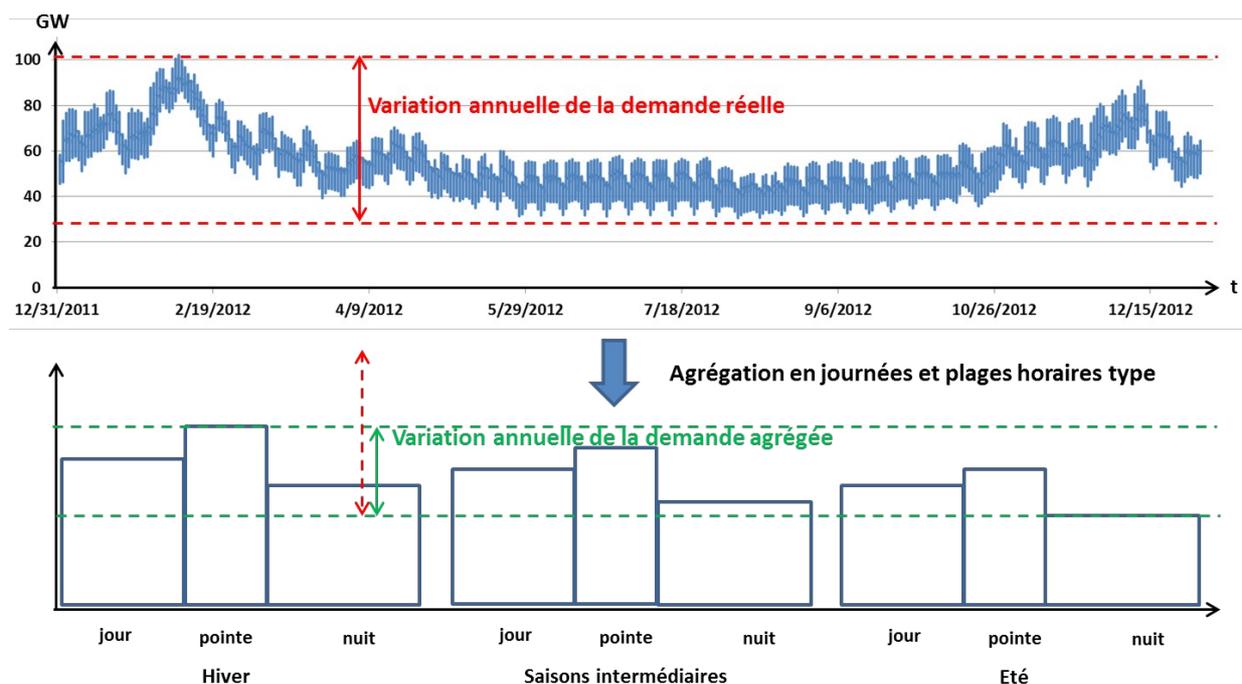
<sup>λ</sup> Energy Technology System Analysis Program

<sup>λ</sup> 3 journées types correspondant à 3 saisons (été, hiver et saison intermédiaire), et découpage de chaque journée type en jour et nuit

du renouvelable ont soulevé de nouvelles questions de prospective concernant l'évolution des systèmes électriques (chapitre 1, partie 1-C.2.). Il a alors été nécessaire de faire évoluer les outils d'analyse afin de les adapter aux spécificités de ces systèmes. Dans cette partie, nous rappelons les caractéristiques des premiers modèles développés afin de mieux représenter les systèmes électriques.

### 2-C.1.a. Représentation de la dynamique à court terme du système électrique

Afin d'améliorer la représentation temporelle des modèles de prospective, la modélisation des systèmes électriques a eu recours à un plus grand nombre de plages temporelles par année modélisée. Il s'avérait en effet nécessaire de pouvoir suivre plus finement les variations de la demande et d'intégrer, outre la variabilité saisonnière, la distinction entre jours ouvrés et non-ouvrés ainsi que les variations, parfois importantes, ayant lieu au sein d'une journée. Toutefois, cette désagrégation temporelle ne saurait capter l'amplitude des variations de la demande. En effet, l'agrégation des plages temporelles en quelques journées type a pour effet de lisser les variations de la demande (Figure 2-38). De plus, un tel découpage déterministe ne permet pas de tenir compte du caractère stochastique de la demande. La pointe de consommation ainsi calculée sera donc nécessairement sous-estimée.



**Figure 2-38 : Illustration de la représentation temporelle en journées type et plages horaires type dans un modèle de prospective.<sup>λ</sup>**

Pour aboutir à un dimensionnement convenable du système électrique, capable de répondre à des situations où la demande serait plus élevée que celle simulée, les modèles ont recours à des contraintes supplémentaires de dimensionnement à travers un « facteur de pic ». La capacité installée doit alors toujours excéder la pointe de consommation d'un ratio égal à ce facteur (Figure 2-39). De plus ce « facteur de pic » permet également de représenter le nécessaire

<sup>λ</sup> Ici un exemple avec 3 journées type correspondant à 3 saisons et 3 plages horaires correspondant aux heures diurnes, nocturnes et aux heures de pointe.

surdimensionnement des systèmes électriques par rapport à la pointe maximale de demande afin de tenir compte des aléas pouvant affecter la disponibilité des centrales : pannes et opérations de maintenance ou encore de rechargement du combustible (voir aussi partie 3-C.2.f.).

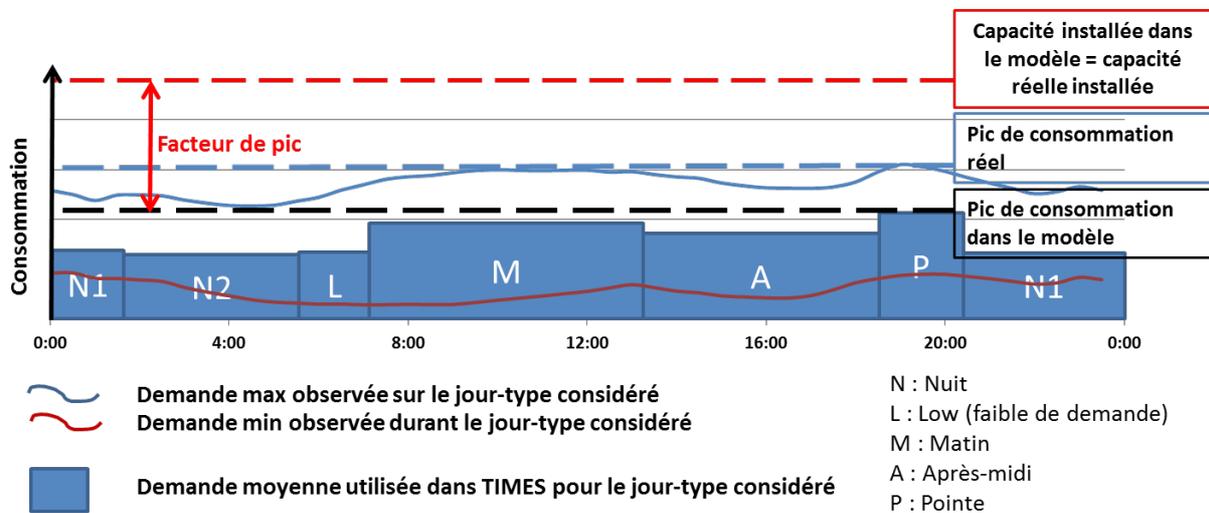


Figure 2-39 : Illustration du facteur de pic dans les modèles TIMES avec comme exemple la commodité électrique.<sup>λ</sup>

L'utilisation de contraintes de ce type pour représenter certains aspects du fonctionnement des systèmes électriques, notamment les aléas, est caractéristique des stratégies de modélisation utilisées dans les modèles de prospective : il s'agit de capter les éléments dimensionnants de ces systèmes sans écrire directement les équations inhérentes à leur dynamique. Certes une partie de la dynamique échappe alors à la modélisation et à l'analyse que l'on peut en tirer, mais cette simplification est acceptable dans la mesure où la prospective a pour objet l'étude des tendances sur le long terme.

#### 2-C.1.b.Représentation du réseau électrique

Classiquement, les modèles de prospective fournissent des éléments simplifiés sur l'évolution du réseau électrique, à travers les interconnexions ou éventuellement quelques lignes agrégées par pays, sans résoudre l'EPO (Czisch et Giebel 2007; ECF 2010; Haller, Ludig, et Bauer 2012; Aboumahboub et al. 2012). Les transits d'électricité y sont alors représentés à travers des « Net Transfer Capacity » (NTC), c'est-à-dire des capacités maximales d'échange au niveau des interconnexions<sup>λ</sup>. Ainsi, ces modèles ne représentent pas les lignes physiques, mais seulement les échanges entre des grandes zones qui sont généralement en nombre limité pour des questions de collecte des données et de temps de calcul. Le modèle peut conjointement investir dans des interconnexions et des moyens de production, déterminant ainsi un niveau optimal d'investissement dans les interconnexions pour chacun des scénarios étudiés.

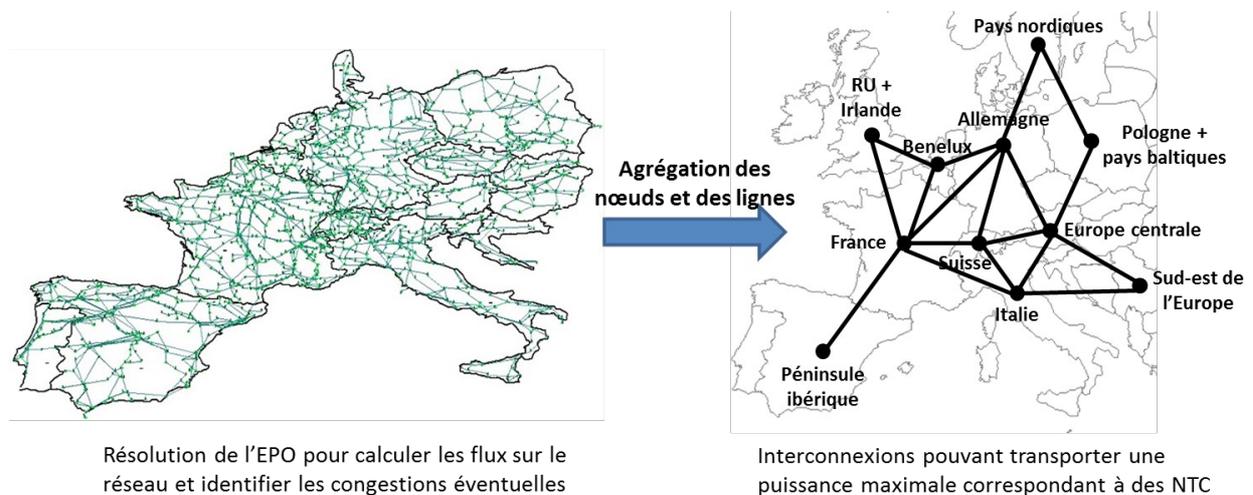
Les modèles recourant à cette approche sont couramment utilisés afin de déterminer les bénéfices apportés par une plus grande intégration des réseaux, typiquement à une échelle continentale, notamment pour l'intégration du renouvelable. Les résultats de ces modèles mettent alors souvent

<sup>λ</sup> Dans cet exemple, le profil de consommation est tracé pour la journée correspondant à la demande maximale. Dans ce modèle, la journée est subdivisée en six plages horaires.

<sup>λ</sup> Les NTC prennent également en compte des marges de sécurité nécessaires au bon fonctionnement du réseau électrique et permettant de couvrir certaines incertitudes (RTE, s. d.)

en lumière la valeur de ces interconnexions en montrant que leur coût est largement amorti grâce aux investissements qu'ils permettent d'éviter dans les moyens de production. En effet, les interconnexions permettent, d'une part, de bénéficier des « meilleures sources renouvelables » en exploitant les sites possédant les facteurs de charge les plus élevés<sup>λ</sup> et, d'autre part, de profiter d'un effet de foisonnement, à la fois sur la demande et sur le productible renouvelable. Mutualiser les parcs de production de plusieurs pays, ainsi que leur demande, permet ainsi d'éviter des investissements dans des moyens de production (renouvelables et conventionnels) sous-utilisés et dans des moyens de stockage coûteux. Il est par exemple évalué dans qu'un système suffisamment interconnecté, avec de nouvelles liaisons haute-tension en courant continu, à l'échelle d'une zone englobant l'Europe, l'Afrique du Nord, le Moyen Orient et la Russie permettait d'atteindre une production 100% renouvelable pour répondre à la demande électrique pour un coût moyen de 4,7 c€/kWh<sup>λ</sup> contre plus de 8 c€/kWh lorsque les échanges d'électricité entre pays ne sont pas autorisés (Czisch et Giebel 2007). Notons que l'optimum est atteint pour 750 GW de capacité de nouvelles interconnexions construites sur l'ensemble de la région étudiée, et que 42% de l'électricité produite est transmise via ces lignes soit trois fois plus qu'en 2014 sur le réseau ENTSO-E<sup>λ</sup> (ENTSO-E 2016). Les autres études citées présentent des résultats similaires.

Ces modèles sont une première étape pour éclairer des questions propres à l'intégration du renouvelable et au développement des réseaux électriques. Toutefois, ils n'abordent les réseaux qu'à travers les interconnexions, souvent agrégées, et en effectuant des calculs coûts-bénéfices simplifiés pour ces interconnexions (Figure 2-40).



**Figure 2-40 : Exemple de simplification effectuée pour représenter le réseau électrique dans les modèles de prospective.<sup>λ</sup>**

<sup>λ</sup> Caricaturalement, la ressource solaire est alors exploitée au sud de l'Europe, voire en Afrique du Nord, et l'éolien sur les côtes et en mer.

<sup>λ</sup> Coût incluant la production et les interconnexions à travers des lignes haute tension à courant continu mais pas les réseaux nationaux.

<sup>λ</sup> Sur le réseau ENTSO-E 3 278 TWh était produit en 2014 et 452 TWh ont été exportés sur l'ensemble des interconnexions existant sur ce réseau. Le réseau ENTSO-E est toutefois plus petit que celui étudié par Czisch et Giebel. Il est par contre difficile de donner une comparaison en termes de capacité d'interconnexion. En effet, ENTSO-E fournit les NTC entre pays, déclarées par ses pays membres ainsi que par les pays voisins, pour les saisons hivernale et estivale. Toutefois, ces valeurs ne sont pas cumulatives car elles résultent de calculs effectués en ne considérant que les interactions entre deux pays, sans tenir compte des influences mutuelles à l'échelle de l'ensemble des pays.

<sup>λ</sup> La carte de gauche provient de <http://www.ge.com/world-conference-science-journalists/perspectives>.

## 2-C.2. Couplage « faible »<sup>λ</sup> des modèles de prospective avec des modèles dédiés à la représentation du fonctionnement du système électrique

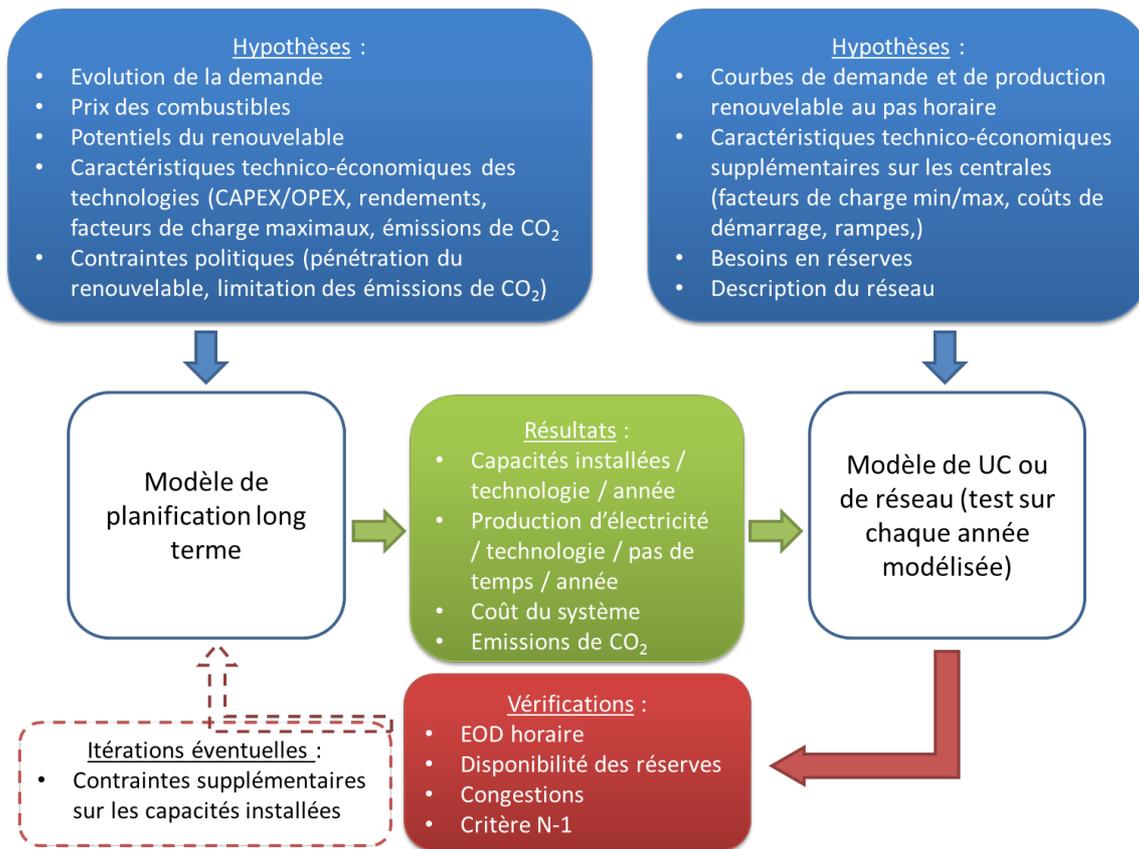
L'une des approches permettant de dépasser les limites des modèles de prospective décrits ci-dessus, consiste à les coupler avec des modèles dédiés à l'analyse du fonctionnement des systèmes électriques. Ceux-ci peuvent être des modèles dédiés au PUC (partie 2-A.4.a.), ou des modèles dédiés à la résolution de l'EPO (partie 2-A.4.b.). Un tel couplage est illustré par la Figure 2-41.

Le couplage d'un modèle de prospective avec un modèle décrivant le fonctionnement à court terme des systèmes électriques permet de bénéficier des capacités d'analyse à long terme des premiers, puis de valider (ou invalider) la faisabilité des systèmes électriques ainsi proposés. En injectant les résultats des modèles de prospective dans les modèles de court terme, plusieurs études ont ainsi montré que l'optimum proposé dans les premiers ne permettait pas toujours de répondre à la demande en toute circonstance, de respecter des critères de sécurité garantissant un bon fonctionnement du système électrique, ou encore d'assurer la rentabilité des actifs de production (Deane et al. 2015). A l'inverse, la vérification effectuée dans le modèle de court terme montre parfois que les solutions obtenues par le modèle de prospective permettait de garantir l'équilibre production – consommation pour un grand nombre de situations (Nelson et al. 2012). La comparaison entre ces études est toutefois délicate car elles reposent sur des modèles et des hypothèses différentes<sup>λ</sup>. Ce type de couplage peut également révéler les bénéfices apportés par certaines flexibilités (stockage, centrales thermiques plus flexibles) en présence de renouvelable variable (Pina, Silva, et Ferrão 2013; Q. Zhang et al. 2013).

---

<sup>λ</sup> Nous désignons par couplage « faible » (« soft-linking » en anglais) l'utilisation des résultats d'un modèle en entrée d'un deuxième modèle, éventuellement avec des itérations entre ces deux modèles. Par contre, les calculs effectués par chaque modèle sont effectués séquentiellement. Ce type de couplage ne permet pas, par exemple, d'obtenir un optimum global contrairement à ce qui pourrait être réalisé avec un couplage « fort » (« hard-linking » en anglais).

<sup>λ</sup> En effet, (Deane et al. 2015) utilise un modèle de prospective comportant 4 jours type et 3 plages horaires par jour type, alors que dans (Nelson et al. 2012), le modèle de prospective comporte 24 jours type et 6 plages horaires par jour type.



**Figure 2-41 : Illustration du couplage « faible » entre un modèle de prospective et un modèle dédié à l'analyse du fonctionnement des systèmes électriques.**

Il a été proposé de coupler des modèles de prospective et des modèles dédiés à la représentation des réseaux électriques et calculant l'EPO (partie 2-A.4.b.). Un tel couplage peut, par exemple, permettre de mieux comprendre l'impact d'éventuelles restrictions sur le déploiement des interconnexions dans des scénarios avec une forte pénétration du renouvelable. Les lignes susceptibles d'être souvent congestionnées peuvent alors être identifiées ce qui permet de prioriser les investissements à réaliser dans le réseau électrique (Hagspiel et al. 2014). Il est également possible de distinguer les impacts de technologies renouvelables centralisées (par exemple de grands parcs éoliens) de ceux induits par des technologies plus dispersées (tel que le photovoltaïque) (Pesch, Allelein, et Hake 2014).

En conclusion, le couplage avec un modèle dédié à l'analyse du fonctionnement des systèmes électriques permet de mettre en lumière certaines limites des modèles de prospective utilisés seuls. Ces derniers peuvent en effet sous-estimer le dimensionnement du parc de production et les coûts des infrastructures de réseau nécessaires, notamment en présence de renouvelable variable, en occultant certains phénomènes de court terme ou en agrégeant de manière trop grossière le réseau électrique. Des interactions entre différents moyens de production, de stockage, de technologies liées à la flexibilité de la demande, ou encore d'infrastructures de réseau, peuvent alors être révélées par un tel couplage, montrant par exemple l'importance de disposer de technologies flexibles ou de renforcer certaines lignes critiques pour mieux intégrer le renouvelable variable. Au contraire, ces couplages peuvent également valider des modèles de prospective en vérifiant l'équilibre production – consommation du parc optimal à un pas de temps beaucoup plus fin que celui utilisé dans ces modèles.

Toutefois, le couplage des modèles n'est pas exempt de défauts : il nécessite de maintenir à jour plusieurs modèles, et pose la délicate question de l'interaction entre chacun d'entre eux. Les résultats fournis par le modèle de prospective doivent souvent être désagrégés pour être utilisés par le modèle qui résout le PUC ou calcule l'EPO, désagrégation qui nécessite nécessairement des hypothèses supplémentaires. Enfin, ce couplage ne permettra pas de fournir un optimum global respectant l'ensemble des contraintes des deux modèles. Au mieux, des itérations sont réalisées, en utilisant les vérifications du modèle le plus précis pour intégrer des contraintes supplémentaires dans le modèle de prospective (par exemple de limitation de la part des moyens non-contrôlables ou encore en forçant l'installation de moyens de pointe supplémentaires). Il faut alors être capable de traduire ces vérifications en contraintes suffisamment fortes pour limiter le nombre d'itérations, sans qu'elles soient trop conservatives au risque de s'éloigner de l'optimum. Un tel processus itératif, outre qu'il risque d'alourdir les calculs, semble être difficile à automatiser. Malgré ces limitations, le couplage constitue une approche pertinente pour approfondir l'analyse de la pénétration à long terme du renouvelable variable, en validant ou invalidant des scénarios sur des critères de sécurité du système électrique.

### ***2-C.3. Intégration d'éléments propres au fonctionnement des systèmes électriques dans les modèles de prospective***

L'augmentation de la puissance de calcul a également permis d'améliorer la représentativité des modèles de prospective grâce à une description temporelle ou spatiale plus fine, ou encore en ajoutant des contraintes supplémentaires traduisant certaines caractéristiques techniques des systèmes électriques.

#### ***2-C.3.a. Amélioration de la granulométrie temporelle et de la prise en compte de la variabilité des énergies renouvelables variables dans les modèles de prospective***

L'une des stratégies adoptée pour améliorer la représentativité des modèles de prospective analysant l'évolution des systèmes électriques, consiste à augmenter le nombre de plages temporelles. Il s'agit de capter des dynamiques de plus court terme au sein même du modèle afin que le parc de production optimal obtenu soit cohérent avec ces dynamiques. L'amélioration de la granulométrie temporelle des modèles tend à accroître la capacité installée, notamment en présence de renouvelable variable (Kannan et Turton 2012; Geoffrey J. Blanford et Young 2014; Ludig et al. 2015; Pfenninger et Keirstead 2015; Poncelet et al. 2016). Cette augmentation n'est toutefois pas identique pour tous les moyens de production et concerne essentiellement les capacités flexibles, pouvant être démarrées rapidement. La capacité installée des centrales fonctionnant en base peut même être surestimée par des modèles utilisant peu de pas de temps (Kannan et Turton 2012). Lorsque les interconnexions sont incluses dans les modèles, ceux-ci révèlent des arbitrages entre développement des capacités flexibles et renforcement du réseau électrique (Geoffrey J. Blanford et Young 2014; Ludig et al. 2015).

Ces quelques études montrent les possibilités d'évolution des modèles de prospective. Profitant de l'augmentation de la puissance de calcul et de la mémoire des ordinateurs, ainsi que de la mise à disposition de bases de données de plus en plus en plus détaillées, il devient possible de raffiner la granulométrie temporelle de ces modèles et ainsi de capter des phénomènes jusque-là inaccessibles. Il semble toutefois que l'augmentation brute du nombre de plages temporelles dans les modèles de prospective ne soit pas nécessairement la méthode la plus efficace pour rendre les résultats plus

réalistes. D'une part, l'augmentation de la puissance des processeurs ne suffit pas à rendre les temps de calcul raisonnables pour des modèles technologiquement riches, aux contraintes multiples et dont l'horizon temporel est éloigné, lorsque le nombre de plages horaires devient trop conséquent. D'autre part, le raffinement temporel fait bien souvent apparaître des contraintes supplémentaires qui étaient négligeables dans le cadre d'une modélisation plus grossière. Par exemple, les contraintes de rampe maximale, c'est-à-dire la capacité des centrales à augmenter ou diminuer leur production plus ou moins rapidement, deviennent essentielles dans un modèle électrique décrivant l'équilibre production – consommation au pas horaire, tandis que dans un modèle de prospective classique, ces contraintes ne sont jamais représentées car non pertinentes, la chronologie n'étant de toute façon pas respectée. Or, s'il est possible d'intégrer ces contraintes dans les modèles de prospective<sup>λ</sup>, cela augmente encore fortement les temps de calcul et nécessite des données supplémentaires, éventuellement connues pour les centrales actuelles, moins pour les futurs moyens de production. L'optimisation conjointe des investissements sur le long terme et du dispatch au pas horaire pourrait ainsi conduire à des temps de calcul particulièrement élevés. Enfin, n'oublions pas que les hypothèses à long terme utilisées dans les modèles de prospective, typiquement celles portant sur la demande ou les prix des combustibles, sont par essence entachées d'incertitude, d'autant plus grandes que l'horizon est lointain. Nous ne considérons pas, par exemple, qu'il est raisonnable d'utiliser une courbe de demande au pas horaire en 2050 qui contraindra les investissements dans le parc de production, alors qu'une autre demande tout aussi probable, de même volume annuel mais présentant un autre profil, conduirait à un parc de production différent. Il est bien sûr possible de réaliser une optimisation stochastique ou encore des analyses de sensibilité aux paramètres d'entrée du modèle, mais ces analyses sont d'autant plus complexes et coûteuses que le modèle initial comporte un grand nombre de plages temporelles. Une stratégie prometteuse consiste à choisir les plages temporelles de manière à capter la variabilité des phénomènes que l'on souhaite étudier (variations diurnes, hebdomadaires et saisonnières de la consommation mais également variations du renouvelable variable ou encore de la disponibilité des stocks hydrauliques) (Geoffrey J. Blanford et Young 2014; Poncelet et al. 2016). Il semble qu'il soit ainsi possible d'obtenir des résultats proches de ceux fournis par des modèles utilisant une désagrégation au pas horaire, en ne considérant qu'un nombre restreint de plages horaires, de l'ordre de cent fois moins que le nombre d'heures dans l'année d'après les études mentionnées ci-dessus.

Il faut également garder à l'esprit que vérifier l'équilibre production – consommation au pas horaire n'est pas garant du bon fonctionnement du système électrique. En effet, cet équilibre doit être assuré en permanence et les phénomènes propres aux systèmes électriques impliquent des échelles de temps bien plus fines (de l'ordre de la fraction de seconde, voir la Figure 1-19, chapitre 1).

#### *2-C.3.b. Ajout de contraintes du PUC ou calcul de l'EPO au sein de modèles de prospective*

Une autre stratégie d'amélioration de la représentativité des modèles de prospective, pouvant être proposée en parallèle d'une amélioration de la granulométrie temporelle, consiste à intégrer directement dans les modèles de prospective des contraintes propres aux modèles de court terme. Il s'agit, par exemple, d'intégrer dans l'optimisation du système électrique des besoins en réserve, des coûts de démarrage ou encore des facteurs de charge minimaux pour les moyens de production

---

<sup>λ</sup> Par exemple, en ajoutant, pour chaque centrale, des contraintes sur la différence entre sa production durant une plage horaire et sa production à la plage horaire suivante. Ces contraintes n'ont bien sûr de sens que si les plages horaires ne sont pas trop grandes (de l'ordre de l'heure).

thermiques. Ces contraintes peuvent alors concernées directement les unités de production, comme dans les modèles résolvant le PUC (partie 2-A.4.a.) (Koltsaklis et Georgiadis 2015), ou être représentées de manière simplifiée à l'échelle des technologies (Spiecker et Weber 2014; Welsch et al. 2014; Bertsch et al. 2016; Komiyama et Fujii 2015). Dans le deuxième cas, le PUC n'est pas réellement résolu puisque les unités de production ne sont pas explicitement représentées, ce qui permet toutefois de réduire considérablement les temps de calcul<sup>λ</sup>.

Comme dans le cas des couplages ou de l'amélioration de la granulométrie temporelle des modèles de prospective, l'ajout de ces contraintes modifie la trajectoire d'investissements proposée par le modèle, ainsi que l'utilisation des différents moyens de production selon leur opérabilité (par exemple, selon leur temps de démarrage). Les contraintes ajoutées peuvent alors conduire à aggraver la baisse des facteurs de charge des différentes centrales en présence de renouvelable variable (Spiecker et Weber 2014), ou à limiter la pénétration du renouvelable variable et à accroître la capacité flexible installée (Welsch et al. 2014). Avec ce type d'approche, il est également possible de mieux comprendre comment certaines centrales flexibles, installées pour l'équilibre production – consommation, pourraient apporter des co-bénéfices au système électrique, par exemple en fournissant des services système (type réserves en fréquence) (Bertsch et al. 2016). L'intérêt de certains moyens de stockage, ayant une capacité de stockage relativement limitée (typiquement des batteries électrochimiques) et présentant de ce fait un intérêt pour optimiser l'équilibre production – consommation sur des temps relativement courts (de l'ordre de l'heure), peut également être révélé par des modèles avec un découpage temporel inférieur au pas horaire et intégrant des contraintes de rampes (Komiyama et Fujii 2015).

L'approche par contraintes que nous venons de présenter répond donc aux difficultés identifiées pour le couplage entre un modèle de prospective et un modèle dédié au fonctionnement à plus court terme du système électrique : il n'y a qu'un modèle à construire, évitant ainsi les problèmes complexes liés au couplage, notamment aux itérations. Bien sûr les contraintes intégrées dans les modèles décrits ci-dessus, avant tout dédiés à des analyses de long terme, ne traduisent pas l'ensemble des contraintes du PUC, et ces modèles n'ont pas la prétention de se substituer à ceux utilisés pour étudier les dynamiques de court terme propres aux systèmes électriques. Une différence majeure est que, dans la plupart des cas, les modèles de prospective utilisent une représentation agrégée des moyens de production d'électricité : les unités sont ainsi regroupées par grande technologie et les contraintes du PUC, *qui concernent des unités de production dans les modèles de unit-commitment*, sont ici appliquées à des agrégats, donc nécessairement simplifiées. Il est possible d'utiliser une représentation par unité de production dans les modèles de prospective mais cela conduit à une augmentation considérable du nombre de variables ainsi qu'à un changement du paradigme de modélisation : certaines variables sont alors binaires (telle unité est soit à l'arrêt soit démarrée durant telle plage horaire de telle année), et le problème d'optimisation doit être résolu par des solveurs spécifiques<sup>124</sup>. Cette classe de problèmes se résout beaucoup moins aisément que ceux d'optimisation linéaire, les heuristiques utilisées ne garantissent d'ailleurs pas de trouver une solution optimale au problème (Schrijver 1998).

---

<sup>λ</sup> D'une part, parce qu'il y a beaucoup moins de possibilités d'investissement (typiquement un modèle de prospective représentant le système électrique comporte quelques dizaines à quelques centaines de technologies, contre plusieurs milliers d'unités pour un système électrique réel), d'autre part, parce que cela permet une optimisation linéaire alors que la représentation des unités une-à-une nécessite une optimisation mixte linéaire et en nombre entiers (MILP pour « Mixed Linear Integer Programming »).

Finalement, si cette approche permet d'intégrer certaines contraintes propres au fonctionnement de court terme des systèmes électriques et ainsi de mieux cerner les impacts de la pénétration du renouvelable variable dans la production d'électricité, elle reste confrontée à l'impératif d'une représentation simplifiée afin de limiter les temps de calcul. De plus, elle ne peut intégrer l'ensemble des phénomènes propres à la dynamique de court terme des systèmes électriques, typiquement ceux intervenant durant les toutes premières secondes qui suivent un déséquilibre, liés à la réserve cinétique (Figure 2-24) et à la stabilité des systèmes électriques (partie 2-A.2.).

### *2-C.3.c. Calcul des réserves cinétiques au sein des modèles de prospective*

Les approches présentées précédemment visent à capter des phénomènes liés à l'équilibre production – consommation au pas horaire, voire infra-horaire pour les modèles qui intègrent des contraintes sur les réserves en fréquence qui doivent être disponibles à chaque pas de temps. Nous avons vu que des échelles de temps encore plus courtes intervenaient lors d'un déséquilibre soudain entre production et consommation, notamment durant les premières secondes, avant l'activation des régulateurs primaires de vitesse : le fonctionnement du système électrique repose alors sur l'inertie des machines tournantes (voir partie 2-A.1.b.).

Afin d'intégrer ces échelles de temps, une approche reposant sur une description thermodynamique des échanges d'énergie ayant lieu sur un système électrique a été développée (V. Mazauric, Maïzi, et Wendling 2006; V. Mazauric et Maïzi 2007). Cette approche permet de construire deux indicateurs qui traduisent les stocks d'énergie cinétique et magnétique contenus à un instant donné dans un système électrique (Drouineau 2011, chap. 2) :

- Le stock d'énergie cinétique représente l'énergie contenue dans l'ensemble des masses tournantes des alternateurs synchrones raccordés au réseau électrique. Il est nécessaire pour rééquilibrer la production et la consommation suite à un « choc » (perte d'un groupe, court-circuit sur une ligne, variation brutale de la consommation).
- Le stock d'énergie magnétique est lié au couplage électromagnétique entre rotor et stator de ces mêmes alternateurs, ainsi qu'à l'énergie contenue dans les éléments inductifs du réseau électrique (lignes et transformateurs). L'énergie magnétique est nécessaire pour la transmission de l'électricité sur le réseau électrique, permettant ainsi de maintenir le synchronisme. Or le maintien du synchronisme est une condition nécessaire pour que les énergies cinétiques apportées par chaque machine synchrone puissent être utilisées en n'importe quel point du réseau électrique. Le calcul de l'indicateur cinétique repose donc sur l'hypothèse que les alternateurs assurant la production d'électricité fonctionnent de manière synchrone, c'est-à-dire que la vitesse de rotation de leur rotor est à la fréquence nominale du système électrique (50 Hz en Europe).

Le calcul de ces indicateurs requiert de connaître les centrales en fonctionnement à chaque instant<sup>λ</sup>, les paramètres nécessaires à leur évaluation dépendant de caractéristiques techniques propres à chaque technologie de production<sup>λ</sup>. Ce calcul peut alors être effectué de manière approchée en post-traitement d'un modèle de prospective, en utilisant comme données d'entrée le dispatch optimal

---

<sup>λ</sup> A la granulométrie temporelle du modèle de prospective utilisé.

<sup>λ</sup> En réalité, ces caractéristiques dépendent non seulement de la technologie de production mais également de la puissance unitaire des centrales.

proposé par ce modèle. Cette approche a été développée pour évaluer l'impact de la pénétration du renouvelable sur ces stocks d'énergie dans le cadre du système électrique réunionnais (Drouineau 2011, chap. 3; Drouineau, Maïzi, et Mazauric 2014; Drouineau et al. 2015). Il peut également être directement intégré au modèle de prospective, ce qui suppose de discrétiser ce dernier car pour calculer de manière endogène ces indicateurs, il est nécessaire de connaître les centrales démarrées et arrêtées à chaque plage temporelle. Une méthodologie permettant d'intégrer l'indicateur cinétique dans un modèle TIMES a été développée et également utilisée pour évaluer des scénarios de pénétration massive du renouvelable pour la production d'électricité sur l'île de la Réunion (Bouckaert 2013).

L'intégration de l'indicateur cinétique comme une nouvelle variable du modèle de prospective, présente plusieurs avantages par rapport au calcul réalisé en post-traitement :

- Premièrement, le calcul effectué est plus précis : en post-traitement l'indicateur est obtenu à partir des facteurs de charge de chaque technologie à chaque pas de temps, en faisant une hypothèse sur la taille des unités de production correspondant à ces technologies, alors que l'intégration dans un modèle discrétisé permet de savoir exactement quelles unités (technologie, taille et nombre) sont utilisées à chaque pas de temps.
- Deuxièmement, il devient possible de contraindre l'indicateur, afin qu'il soit toujours supérieur à un niveau prédéfini et qu'ainsi l'évolution du système électrique proposée par le modèle de prospective soit compatible avec des exigences minimales en termes de réserves cinétiques (ou magnétiques). Rappelons que ces réserves sont nécessaires pour que le système ne s'écroule pas au moindre déséquilibre entre production et consommation. Un scénario d'évolution ne contraignant pas ces réserves risque donc de conduire à un système électrique inopérable car incapable de faire face à des fluctuations de charge. Enfin, lorsque l'indicateur est contraint, il est également possible d'observer des arbitrages entre différentes technologies permettant de le rehausser (moyens de production, moyens de stockage).

Il a ainsi été étudié comment différentes technologies « smartgrids » (flexibilité sur la demande et technologies de stockage) pouvaient faciliter l'intégration du renouvelable variable en réduisant les coûts et en maintenant des niveaux d'énergie cinétique suffisants (Bouckaert 2013, chap. 4). Notons toutefois que la discrétisation du modèle de prospective, la désagrégation des moyens de production suivant leur capacité unitaire et l'ajout de nouvelles contraintes au problème d'optimisation, conduit à une forte augmentation des temps de calcul<sup>λ</sup>.

Dans le présent travail nous utilisons, entre autre, le cadre d'analyse développé dans ces deux thèses afin d'évaluer les conséquences possibles de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français<sup>λ</sup>. Ce cadre sera présenté plus en détail dans le chapitre 3 (partie 3-A.).

---

≙ Pour fixer les ordres de grandeur, le modèle « continu » TIMES développé dans (Drouineau 2011) et décrivant le système électrique réunionnais converge au bout de une à quelques minutes, alors que le même modèle en version discrète, et intégrant les éléments nécessaires pour calculer l'indicateur cinétique, converge plutôt au bout de 20 à 30 heures. Une méthodologie proposée dans (Faust Nzengue 2015) et reposant sur une optimisation séquentielle des périodes (alors que l'optimisation se fait classiquement sous une hypothèse de prévision parfaite dans les modèles TIMES, c'est-à-dire en résolvant le problème pour toutes les périodes conjointement) a permis de réduire ces temps de calcul à 1 heure sans altérer significativement les résultats.

≙ Notons que l'utilisation de cette méthodologie pour le système électrique français pose des difficultés et des questions nouvelles. Difficultés liées à la taille du problème (système électrique français plus grand que celui de la Réunion), et questions liées à l'intérêt des interconnexions pour faciliter l'intégration du renouvelable.

#### 2-C.3.d. Calcul de l'EPO au sein du modèle de prospective

Il a également été proposé d'intégrer une représentation du réseau plus ou moins détaillée, ainsi que les calculs d'EPO, directement dans les modèles de prospective. Il a ainsi été montré qu'une mauvaise prise en compte des flux sur le réseau électrique, du fait d'une agrégation trop grossière, pouvait conduire à des erreurs importantes sur l'estimation des prix de l'électricité et des émissions de CO<sub>2</sub>, mais également sur les besoins d'investissements dans de nouvelles capacités (Shawhan 2013). En optimisant conjointement les investissements dans le parc de production et dans le réseau électrique, il a également été montré que la coordination des investissements permettait une réduction significative des coûts de construction, ou encore que l'ajout de contraintes d'intégration au réseau pouvait réduire fortement la rentabilité de certains investissements éoliens (N. Zhang et al. 2016).

Il est donc aujourd'hui envisageable d'intégrer des calculs d'EPO au sein des modèles de prospective, de manière à réaliser l'optimisation conjointe des investissements dans le réseau et le parc de production. Il semble cependant que cette approche reste limitée par les temps de calcul, et qu'il soit difficile de concilier une représentation spatiale détaillée avec une bonne granulométrie temporelle.

Afin de lever ces difficultés, l'approche proposée dans ce travail rompt résolument avec les calculs d'EPO. Nous ne cherchons pas à reproduire les caractéristiques des modèles dédiés à l'analyse des échanges sur le réseau électrique, et qui nécessitent de représenter les lignes et les nœuds du réseau de manière détaillée. Nous proposons de conserver l'approche agrégée qui prévaut en prospective (Figure 2-40) et de nous intéresser aux propriétés de couplage du réseau électrique. Nous montrons ainsi dans le chapitre 3 (partie 3-B.), que le dimensionnement du réseau électrique est lié au problème de la stabilité présentée dans la partie 2-A.2.. A partir d'une représentation agrégée du réseau de transport, nous calculons un indicateur qui traduit la stabilité du système électrique, un système électrique étant stable lorsqu'il revient spontanément au synchronisme suite à un déséquilibre. Ce nouvel indicateur est donc, en quelque sorte, la traduction spatialisée de l'indicateur magnétique introduit ci-dessus<sup>7</sup>. Cette approche permet donc de conforter le calcul de l'indicateur cinétique et de lier les dynamiques de court terme des systèmes électriques (inférieures à la seconde) à la description du réseau électrique dans un cadre compatible avec la démarche prospective.

#### 2-C.4. Bilan et limites des approches existantes

Les approches présentées ci-dessus, qui visent à mieux représenter le fonctionnement des systèmes électriques dans les modèles de prospective, ont toutes leurs avantages et inconvénients :

- Classiquement, les modèles de prospective ayant été conçus pour l'analyse du long terme, ils présentent une granulométrie spatiale et temporelle trop grossière pour représenter le réseau électrique et la dynamique rapide associée au fonctionnement des systèmes électriques. De plus, les agrégations sur lesquelles ils reposent, ainsi que la nécessité de limiter le nombre de contraintes pour ne pas alourdir les calculs, réduit d'autant leur représentativité. Les simplifications ainsi effectuées sont plus ou moins légitimes selon la question de prospective posée. Il semblerait que l'étude de la pénétration massive du renouvelable variable, parce qu'elle pourrait modifier radicalement le fonctionnement des systèmes électriques, nécessite de faire

---

<sup>7</sup> L'indicateur magnétique est en effet calculé globalement pour l'ensemble du système électrique, à partir d'une représentation simplifiée du réseau électrique (voir la Figure 3-45, chapitre 3) qui ne tient pas compte de sa topologie.

évoluer ces modèles. Sans ces évolutions, ils risquent de sous-estimer fortement le dimensionnement du système, notamment les renforcements à réaliser sur le réseau et les centrales flexibles à installer, et au contraire de surestimer la pénétration du renouvelable variable, la capacité des technologies fonctionnant en base, ou encore les facteurs de charge de la plupart des moyens de production.

- Le couplage des modèles de prospective avec des modèles dédiés à l'analyse du fonctionnement des systèmes électriques, soit qu'ils calculent un dispatch au pas horaire, qu'ils résolvent le PUC ou qu'ils permettent une représentation du réseau électrique ainsi que le calcul de l'EPO, permet de combiner les capacités d'analyse à long terme des premiers avec une description plus fine permise par les deuxièmes. Un tel couplage permet notamment de vérifier l'adéquation du système électrique optimal proposé par le modèle de prospective avec les exigences de sécurité des systèmes électriques et, si un processus itératif est mis en place entre les deux modèles, de modifier ce système optimal le cas échéant. Le dialogue entre les deux modèles peut toutefois s'avérer délicat puisque par définition les résultats en sortie de l'un ne peuvent pas être directement utilisés comme données d'entrée de l'autre. Il faut donc généralement passer par une étape d'agrégation ou de désagrégation non triviale, requérant des hypothèses supplémentaires. De plus, rien ne garantit que la solution proposée au bout de plusieurs itérations soit une solution optimale.
- L'amélioration de la représentation des systèmes électriques dans les modèles de prospective, par le raffinement de la granulométrie temporelle et/ou spatiale du modèle, ou encore par l'ajout de contraintes supplémentaires visant à imiter le PUC ou les calculs d'EPO, permet de conserver la cohérence interne du modèle de prospective : la question de la compatibilité des données entre deux modèles posée par le couplage ne se pose pas et la solution obtenue sera optimale. Toutefois, ces améliorations se traduisent par l'augmentation du nombre de variables et d'équations constituant le problème d'optimisation, ce qui engendre naturellement des temps de calcul plus conséquents et la nécessité de faire appel à des jeux de données plus précis (dans le cas de l'augmentation de la granulométrie temporelle et/ou spatiale) ainsi qu'à de nouveaux paramètres (dans le cas de l'ajout de contraintes supplémentaires). Il est notamment coûteux de chercher à atteindre à la fois une bonne représentativité spatiale, tenant compte de l'écoulement des flux sur le réseau, et d'une bonne représentativité temporelle. Notre état de l'art a également montré que l'ajout de plages temporelles intelligemment choisies, typiquement en maximisant la représentativité de la variabilité de la demande résiduelle, pouvait être bien plus efficace que l'ajout brut d'un grand nombre de plages temporelles.
- Enfin, la seule approche existante compatible avec l'approche prospective, qui permette d'accéder aux échelles de temps de l'ordre de la seconde voire de la fraction de seconde, est à notre connaissance celle développée dans les thèses de Mathilde Drouineau et Stéphanie Bouckaert (Drouineau 2011; Bouckaert 2013). Or, il est nécessaire de considérer les phénomènes à ces échelles temporelles si l'on souhaite capter l'aptitude des systèmes à faire face à un déséquilibre. Dans ce travail nous complétons cette approche par une description agrégée du réseau électrique, reliant le dimensionnement de ce réseau au problème de la stabilité.

Les précisions temporelle, spatiale mais également technologique des différentes approches recensées dans cet état de l'art, sont résumées dans la **Figure 2-42**. Par ailleurs, l'ensemble des études citées dans cette partie sont listées et comparées dans le Tableau A-18 en annexe.

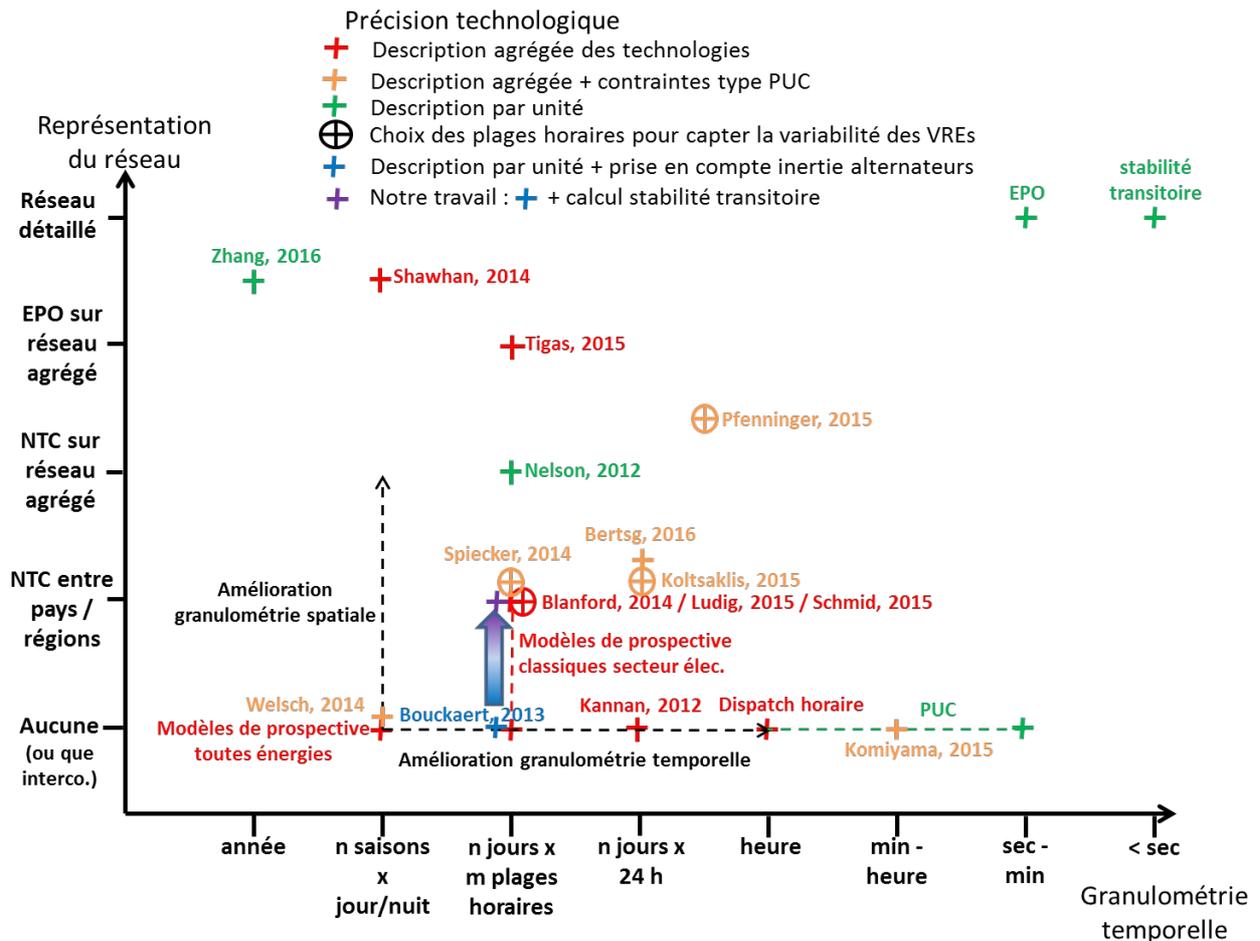


Figure 2-42 : Schéma classifiant les différents modèles de prospective ayant pour objet la représentation du système électrique selon leur précision temporelle, spatiale et technologique, et comparaison avec les études propres à la description des dynamiques de court terme du système électrique.<sup>λλ</sup>

≡ Par soucis de lisibilité nous n'avons pas représenté l'ensemble des études et modèles existants. Pour les mêmes raisons, les couplages ne sont pas représentés sur ce schéma.

≡ La précision temporelle des modèles est à mettre en regard de l'horizon temporel qu'ils prétendent explorer : de l'ordre quelques heures pour les modèles étudiant les phénomènes transitoires, quelques jours à un an pour ceux résolvant le PUC, contre plusieurs décennies pour les modèles de prospective. Sur cette figure, notre contribution est représentée par la croix violette.

## Conclusion du chapitre 2

Ce chapitre nous a permis de dresser un état de l'art des modèles de prospective qui visent l'étude de l'évolution à long terme des systèmes électriques, et de les confronter au fonctionnement réel de ces systèmes. Il ressort de cet état de l'art que pour dimensionner correctement les systèmes électriques, il est nécessaire d'évaluer comment les nouveaux moyens de production impactent le reste du système électrique. Or pour cela, il faut pouvoir disposer d'un cadre d'analyse intégrant *les différentes échelles de temps et d'espace* propres au fonctionnement des systèmes électriques. Le défi pour la prospective est alors de réconcilier la description de phénomènes de court terme et la complexité de l'interaction entre les composants des systèmes électriques, avec les évolutions de long terme qu'elle propose d'évaluer. Il s'agit donc de trouver un compromis entre souci de réalisme, afin de ne pas fournir des résultats incompatibles avec le fonctionnement réel des systèmes électriques, et la nécessité de disposer de modèles utilisables en pratique. Rappelons que bien souvent la démarche prospective conduit à comparer entre eux de multiples scénarios, il faut donc pouvoir disposer de modèles facilement manipulables. Parmi les approches existantes, explorées dans la partie 2-C., celle consistant à calculer des indicateurs agrégés offre un cadre unique et compatible avec la démarche prospective pour capter l'aptitude des systèmes électriques à faire face à des aléas (Drouineau 2011; Bouckaert 2013).

Dans ces travaux, il a été montré qu'il était possible de sommer les inerties de l'ensemble des machines synchrones connectées au réseau pour calculer un stock d'énergie cinétique utilisable en cas de déséquilibre entre production et consommation. Or cela n'a de sens qu'à condition que le synchronisme soit assuré sur l'ensemble du système électrique. Nous avons vu que la conservation du synchronisme en régime transitoire faisait référence à l'étude de la stabilité des systèmes électriques (partie 2-A.2.). Pour compléter l'approche par indicateurs, il semble donc nécessaire de pouvoir déterminer sous quelles conditions un système électrique est en mesure de conserver sa stabilité suite à un aléa et ce, dans un cadre compatible avec la démarche prospective. Cet objectif est au cœur de nos travaux de thèse et la réponse que nous y apportons fait l'objet du prochain chapitre. Notons qu'à ce jour, aucune étude de prospective ne s'intéresse à la question de la stabilité des systèmes électriques, notamment parce qu'elle semble être hors de portée des modèles actuels (Deane et al. 2015) : en effet, ce phénomène se situe à l'opposé des échelles de temps et d'espace de celles adressées classiquement par les modèles de prospective (voir Figure 2-42). Il ne s'agira pas de développer des méthodes analogues à celles utilisées par les gestionnaires de réseau (partie 2-A.4.c.), mais plutôt de trouver un cadre d'analyse compatible avec le temps long de la prospective, capable de donner une image approchée de la stabilité des systèmes électriques. L'approche que nous proposons s'inspire des précédents travaux du Centre de Mathématiques Appliquées et s'appuie également sur le calcul d'un indicateur.

« *Un doctorant est une machine à transformer du café et des théorèmes en manuscrit de thèse.* »

(Inspirée d'Alfréd Rényi 1921-1970, mathématicien hongrois)

## Chapitre 3 : Réconciliation de la dynamique de court terme du système électrique et de son évolution de long terme

Les deux premiers chapitres de ce manuscrit ont permis de montrer que le fonctionnement du système électrique repose sur l'équilibrage entre production et consommation à des échelles de temps allant de la fraction de second à la dizaine d'années. Nous y avons également conduit un état de l'art qui témoigne de la difficulté d'intégrer de manière cohérente ces différentes échelles dans une démarche prospective : les études de long terme ne peuvent atteindre le niveau de détails exigé dans celles de court terme propres au fonctionnement des systèmes électriques. Pourtant, s'affranchir totalement de cette échelle de temps risque de conduire à la proposition de systèmes électriques incohérents vis-à-vis de l'équilibre production – consommation à chaque instant. Une approche reposant sur le calcul de deux indicateurs qui agrègent des propriétés inertielles des systèmes électriques, a été proposée pour réconcilier le temps court de la dynamique des systèmes électriques et le temps long de la prospective (Drouineau 2011). Celle-ci repose sur le calcul de deux indicateurs traduisant les stocks d'énergie cinétique et magnétique contenus dans le système électrique étudié, captant ainsi sa *capacité intrinsèque à répondre à des déséquilibres*.

Dans ce chapitre, nous montrons que cette approche, dans laquelle ce travail s'inscrit, nécessite d'être complétée par une représentation spatialisée du système électrique. Cette représentation conduit au calcul d'un nouvel indicateur, *l'indicateur de synchronisme*, à partir de la description du couplage entre producteurs et consommateurs connectés en courant alternatif à un réseau électrique. Il traduit la *compétition entre la capacité des lignes de transport et les flux d'électricité y transitant*. Il sera montré qu'un dimensionnement adéquat des lignes permet d'assurer la stabilité du système électrique<sup>λ</sup>, c'est-à-dire sa capacité à revenir spontanément à l'équilibre<sup>λ</sup> après une perturbation. Dans le cas des systèmes électriques, cet équilibre correspond au synchronisme, c'est-à-dire à l'égalité des vitesses de rotation de chaque machine tournante, et égalité de la fréquence du réseau avec la fréquence nominale<sup>λ</sup>. Le développement de cet indicateur et son utilisation dans un modèle de prospective constitue le cœur de notre contribution. Nous détaillons ensuite le modèle de prospective utilisé pour décrire les possibles évolutions du système électrique français, avant de montrer comment calculer les différents indicateurs dans la modélisation prospective. Enfin, nous illustrons cette démarche à travers l'exemple du système électrique réunionnais.

### 3-A. Indicateurs cinétique et magnétique

Nous avons montré au chapitre 2 (partie 2-C.4.) que les travaux de Mathilde Drouineau et de Stéphanie Bouckaert constituaient une approche pertinente pour représenter les dynamiques de court terme associées aux régimes transitoires des systèmes électriques dans la modélisation prospective.

---

≡ Stabilité au sens mathématique du terme, dans l'étude des systèmes dynamiques (Slotine et Li 1991, chap. 3).

≡ Dans tout le document nous appelons équilibre du système électrique, son fonctionnement en régime stationnaire nominal.

≡ 50 Hz ou 60 Hz selon le système électrique considéré.

Dans cette partie nous proposons un résumé des travaux de thèse de Mathilde Drouineau, notamment ceux concernant la construction de deux indicateurs qui traduisent les réserves cinétiques et magnétiques contenues dans un système électrique (Drouineau 2011, chap. 2).

### 3-A.1. Approche thermodynamique de l'électromagnétisme et bilan des puissances sur un système électrique

Le point de départ des travaux de (Drouineau 2011) consiste en une description thermodynamique des échanges d'énergie s'opérant sur un système électrique vu comme une machine monotherme (Figure 3-43) (V. G. Mazauric 2004; V. Mazauric 2013).

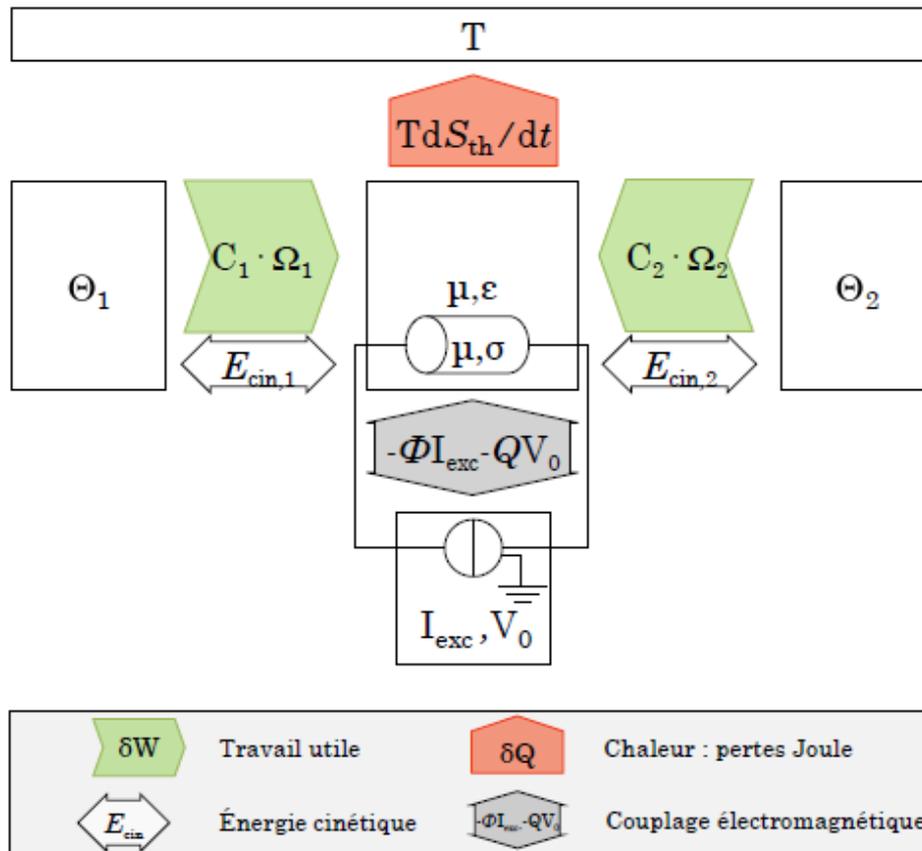


Figure 3-43 : Schéma illustrant la description thermodynamique de l'échange de puissance sur un

système électrique entre des actionneurs  $\Theta_1$  et  $\Theta_2$  (Drouineau 2011, fig. 2.1).<sup>λ</sup>

La conservation de l'énergie (premier principe thermodynamique) impose :

<sup>λ</sup> La puissance  $\sum_i C_i \Omega_i$ , où  $C_i$  est le couple de la machine tournante  $i$  et  $\Omega_i$  la vitesse de rotation de son rotor, est échangée à travers le champ électromagnétique (au centre de la figure), lui-même en contact avec le thermostat à la température  $T$ , le courant d'excitation  $I_{exc}$  de l'inducteur et le potentiel  $V_0$ .

$$(3-1) \quad \frac{dU}{dt} + \frac{dE_{cin}}{dt} = P_{mec-ext} - T \frac{dS_{th}}{dt}$$

Où  $U$  désigne l'énergie interne du champ électromagnétique ;

$E_{cin}$ , l'énergie cinétique emmagasinée dans les pièces mobiles ;

$P_{mec-ext}$ , la puissance mécanique appliquée sur les champs (par l'intermédiaire des actionneurs), également appelée *puissance d'entraînement* ;

et  $T \frac{dS_{th}}{dt}$ , la chaleur reçue de manière réversible par le thermostat à la température  $T$  ( $S_{th}$  est son entropie).

Pour tenir compte du couplage électromagnétique opéré par l'excitation  $I_{exc}$  des machines, sans laquelle rien ne se passe, et le couplage thermique avec le thermostat, la fonction d'état « naturelle » pour décrire l'équilibre ou l'évolution quasi-statique du système est l'enthalpie libre :

$$(3-2) \quad G = U - TS - \Phi I_{exc} - QV_0$$

Où  $\phi = \frac{-\partial G}{\partial I_{exc}}$ , désigne le flux magnétique ;

$Q = \frac{-\partial G}{\partial V_0}$ , la charge empruntée globalement à la terre au potentiel arbitraire  $V_0$  ;

et  $S$ , l'entropie du champ électromagnétique.

L'inégalité de Clausius (second principe de la thermodynamique) s'exprime alors par :

$$(3-3) \quad T \left( \frac{dS}{dt} + \frac{dS_{th}}{dt} \right) \geq 0$$

Terme que l'on identifie aux pertes Joule observées sur le système électrique.

On montre alors que l'évolution du champ électromagnétique, régie par l'équation de Maxwell-Faraday, correspond à l'évolution la plus réversible possible exprimée sur l'enthalpie libre, soit :

$$(3-4) \quad \text{Min} \left( P_{mec-ext} - \frac{dE_{cin}}{dt} - \frac{dG}{dt} \right) = \text{Min} \dot{i}$$

$$\dot{i} \text{Min} \left( P_{\text{Joule}} + \frac{d(\phi I_{\text{exc}} + QV_0)}{dt} \right)$$

Où  $P_{\text{mec-int}}$  désigne la puissance mécanique effectivement cédée au système électrique au niveau des alternateurs.

On aboutit alors à l'équation de conservation de l'énergie :

$$(3-5) \quad P_{\text{mec-ext}} = P_{\text{Joule}} + \frac{dF}{dt} + \frac{dE_{\text{cin}}}{dt}$$

Où l'énergie libre du champ électromagnétique :  $F = G + \Phi I_{\text{exc}} + QV_0$  est la transformée de Legendre de l'enthalpie libre, simplement appelée énergie magnétique par la suite<sup>λ</sup>.

Les fonctionnelles mises en jeu ( $G$  et  $\int_{\text{mec}} \dot{i} - \frac{dG}{dt}$ ) sont quadratiques et tolèrent un  $P_i$

filtrage spatial propice à l'analyse multi-échelles. Autour de chaque échelle caractéristique du fonctionnement du système électrique (domaine magnétique, machine, réseau) une hypothèse de champ moyen permet d'exprimer la tendance à la réversibilité, modulo des hypothèses de consistance avec les échelles inférieures. A l'échelle du réseau, objet de ce travail, on aboutit ainsi à une représentation par constantes localisées (inductances, capacitances) dérivées de l'équilibre électromagnétique de chaque composant constituant le réseau (V. Mazauric, Drouineau, et Rondot 2010).

L'équation (3-5) permet l'étude qualitative de la réaction du système électrique suite à une fluctuation causant une variation de la puissance mécanique  $P_{\text{mec-ext}}$  fournie au système (ou de la puissance dissipée par effet Joule  $P_{\text{Joule}}$ , par exemple dans le cas d'un court-circuit sur une ligne du réseau) : dans un premier temps les stocks d'énergie magnétique et cinétique vont compenser le déséquilibre des puissances mécaniques échangées, procurant ainsi de l'inertie au système qui dispose ainsi d'un certain délai pour enclencher les régulations primaires en tension et en fréquence (Figure 3-44). En effet, bien que rapides et automatiques (de l'ordre de quelques secondes) ces régulations ne sont pas instantanées (chapitre 2, partie 2-A.1.).

La Figure 3-44 montre deux évolutions possibles d'un système électrique soumis à une fluctuation de charge :

- Dans un premier cas de figure, une augmentation soudaine de la demande est compensée par les stocks d'énergie magnétique  $F$  et cinétique  $E_{\text{cin}}$ , jusqu'à ce qu'une production additionnelle vienne rééquilibrer le système de manière permanente et reconstituer les stocks d'énergie.
- Dans le deuxième cas de figure, une fluctuation plus importante liée à un court-circuit engendre une augmentation des pertes Joule telle que le stock d'énergie magnétique est épuisé. Le synchronisme est alors perdu (car il n'y a plus de couple résistant sur les machines), l'énergie

<sup>λ</sup> Dans cette équation nous avons négligé l'énergie de couplage électrostatique  $QV_0$ , environ  $10^4$  fois plus faible que celle emmagasinée sous forme magnétique  $\Phi I_{\text{exc}}$  pour une machine synchrone.

cinétique ne peut plus être réparti sur l'ensemble du réseau pour faire face à la fluctuation de charge. Les machines sont alors arrêtées pour éviter l'emballement.

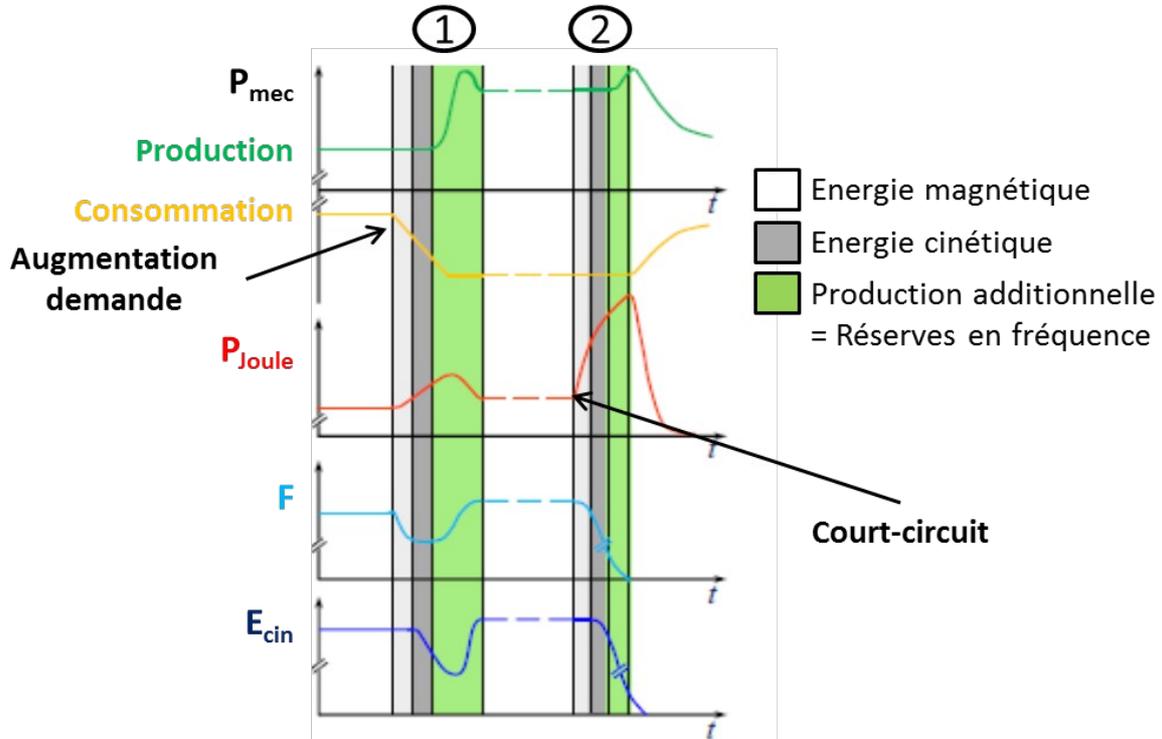


Figure 3-44 : Effet d'une fluctuation de charge sur le système électrique (Drouineau 2011, fig. 2.5).

### 3-A.2. Construction des indicateurs cinétique et magnétique

La construction des indicateurs cinétique et magnétique repose sur la quantification des stocks d'énergie correspondants. Par une description agrégée du système électrique, appelée circuit équivalent à une maille (Figure 3-45), il est alors possible d'aboutir aux expressions suivantes pour ces stocks d'énergie :

$$(3-6) \quad E_{cin,tot} = \sum_{i \in \{machines\ synchrones\}} E_{cin,i} = \sum_{i \in \{machines\ synchrones\}} \frac{1}{2} \frac{J_i}{p_i^2} (2\pi f_0)^2 =$$

$$(3-7) \quad \begin{aligned} & s + \dot{\omega} L_\phi \\ & L_i \\ & L_r (\dot{\omega} \sin^2(\psi)) \\ & 1 - \frac{3M^2}{\dot{\omega}} \\ & F_{tot} = \frac{1}{2} L_r |I_{exc}|^2 \dot{\omega} \end{aligned}$$

Avec :

$J_i$ , le moment d'inertie de l'alternateur  $i$ , somme du moment d'inertie du rotor et de la turbine ;

$p_i$ , le nombre de paires de pôles du rotor de l'alternateur  $i$  ;  
 $f_0$ , la fréquence synchrone du réseau (50 Hz en Europe) ;  
 $H_i$ , la constante d'inertie de l'alternateur  $i$  ;  
 $S_i$ , la puissance apparente de l'alternateur  $i$ , quotient de sa puissance active par son facteur de puissance ( $FP_i$ ) ;  
 $I_{exc}$ , le courant d'excitation équivalent alimentant l'ensemble des rotors ;

$L_r$ ,  $L_s$ ,  $M$  et  $L$ , des inductances équivalentes à l'échelle du système électrique, respectivement des

rotors, des stators, l'inductance mutuelle entre stators et rotors, et du réseau (des lignes et des transformateurs) ;

$\delta$  somme de l'angle interne de l'alternateur équivalent et du déphasage produit par le réseau.

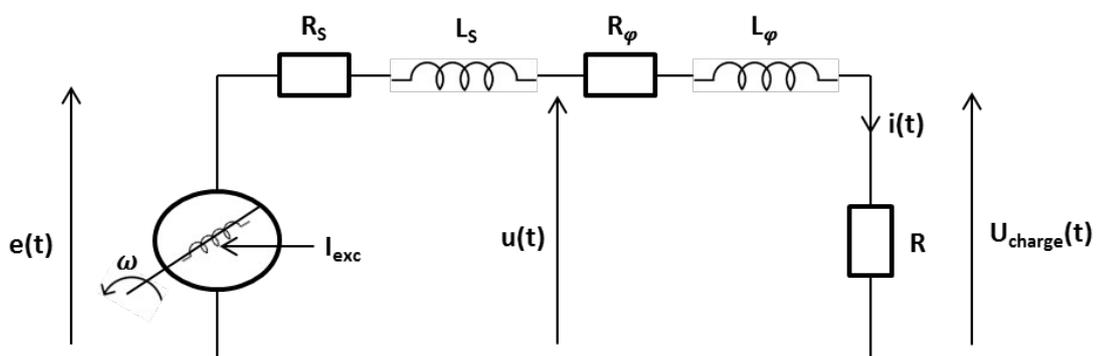


Figure 3-45 : Circuit équivalent à une maille d'un système électrique issu de l'approche thermodynamique (Drouineau 2011, fig. 2.4).

Les indicateurs cinétique et magnétique correspondent à la normalisation des stocks d'énergie correspondants, donnés par les équations (3-6) et (3-7), par une fraction de la puissance apparente du système considéré :

$$(3-8) \quad H_{cin} = \frac{E_{cin}}{\alpha S_n - S_{sto}}$$

$$(3-9) \quad H_{mag} = \frac{F}{\alpha S_n - S_{sto}}$$

Où  $\alpha$  est un coefficient de pondération compris entre 0 et 1 ;<sup>λ</sup>

$S_n$  la puissance apparente totale du système électrique, c'est-à-dire la somme des puissances apparentes de chaque générateur ;

$S_{sto}$  la puissance apparente des moyens de stockage capables de participer au soutien dynamique du système électrique<sup>λ</sup>, c'est-à-dire pouvant être sollicités très rapidement suite à un aléa (Bouckaert et al. 2014).

Ces indicateurs ont donc la dimension d'un temps et peuvent être interprétés comme des durées dont disposerait un opérateur pour faire face à une fluctuation d'amplitude  $\alpha S_n$  avant que l'ensemble des stocks d'énergie contenus dans le système électrique ne soient épuisés. Bien sûr l'opération réelle des systèmes électriques n'autorise jamais l'épuisement total de ces réserves. Les régulations en fréquence et en tension nécessitent de rester dans une plage de fonctionnement linéaire autour du point de fonctionnement nominal, ce qui n'autorise que des excursions en fréquence et en tension relativement petites. Dans le deuxième chapitre nous avons vu que des règles très précises cadraient ces excursions, et que les opérateurs de réseau devaient ramener ces grandeurs à leur valeur nominale dans des temps bien définis (chapitre 2, partie 2-A.1.b.).

L'approche agrégée sur laquelle repose la construction des indicateurs cinétique et magnétique n'a toutefois pas pour but de quantifier précisément quel sera l'écart en fréquence ou en tension suite à une fluctuation donnée. Il s'agit plutôt de donner une estimation de la capacité d'un système à faire face à une fluctuation type. Un tel calcul, s'il est nécessairement approché dans le cadre de la prospective, n'en est pas moins nécessaire pour évaluer *l'évolution de la fiabilité des systèmes électriques*. Par fiabilité d'un système électrique, nous entendons sa *capacité à revenir à des conditions normales de fonctionnement suite à un aléa*<sup>λ</sup>.

---

≡ Lorsque  $\alpha = 1$ , le dénominateur des indicateurs a essentiellement pour fonction de ramener les stocks d'énergie à la taille du système considéré, permettant ainsi de comparer des systèmes électriques de tailles différentes.  $\alpha$  peut également être défini de manière à ce que le dénominateur des indicateurs représente un incident dimensionnant, par exemple en cohérence avec les réserves primaires. Sur l'île de la Réunion les groupes de production doivent disposer d'une capacité de régulation primaire au moins égale à 20% de leur puissance nominale (Bouckaert 2013). Notons que ces indicateurs sont calculés *relativement à une situation de référence* :  $H_{cin}(t)/H_{cin}(ref)$ . Dans ce cas, la valeur du coefficient  $\alpha$  présente peu d'importance pour l'analyse des résultats. Enfin, d'autres définitions des indicateurs, que nous n'utilisons pas dans ce travail, ont été proposées (Maïzi et al. 2014).

≡ Ces moyens de stockage peuvent être des volants d'inerte, des supercondensateurs, des inductances supraconductrices (SMES) ou des batteries électrochimiques.

≡ Nous ne discuterons pas dans ce manuscrit la nature et l'ampleur des aléas rencontrés, qui peuvent être extrêmement variées, et raisonnerons plutôt relativement à une situation de référence. C'est-à-dire que nous

Il a été montré que les indicateurs cinétique et magnétique traduisaient effectivement cette propriété : plus ils sont élevés, plus le temps disponible pour enclencher les régulations suite à un aléa sera également élevé, et plus le système sera capable de faire face à un aléa d'ampleur importante (Drouineau 2011).

Les indicateurs cinétique et magnétique ont été utilisés dans le cadre de la modélisation prospective pour évaluer l'impact de la pénétration du renouvelable variable sur les réserves cinétique et magnétique du système électrique réunionnais. Il a été montré qu'il était possible pour ce système d'atteindre 50% de la production à partir de renouvelable variable sans compromettre sa fiabilité, à condition de mettre en place des outils de flexibilité de la demande et des moyens de stockage adaptés (Bouckaert 2013).

Deux brevets ont été déposés sur la méthodologie de construction ainsi que les définitions de ces indicateurs (Maïzi et al. 2013; Maïzi et al. 2014).

---

étudierons l'amélioration et/ou la dégradation générale de la fiabilité d'un système électrique, et non la recherche d'un critère absolu de fiabilité qui nécessiterait pour cela de qualifier les aléas auxquels ce système pourrait face. De plus, la proposition d'un critère absolu requiert également de connaître les lois de contrôle-commande permettant de stabiliser le système électrique, lois qui pourraient être amenées à évoluer sur un horizon de long terme. Nous ne relierons donc pas les indicateurs cinétique et magnétique à des mesures utilisées par les opérateurs de réseau pour qualifier la fiabilité du système électrique telles que le « Loss-of-Load Probability » (LOLP).

### 3-B. Indicateur de synchronisme

Le calcul de l'indicateur cinétique décrit dans la partie 3-A. repose sur une hypothèse forte : la possibilité d'agréger les énergies cinétiques de l'ensemble des machines tournantes sur le système électrique étudié (équation (3-6)). Cette hypothèse nécessite qu'il y ait synchronisme sur ce système. Dans le cas général on a :

$$(3-10) \quad E_{cin,tot} \leq \sum_{i \in \{machines\ synchrones\}} E_{cin,i}$$

La différence entre le terme de droite et le terme de gauche étant dissipée sous forme de chaleur.

Dans (Drouineau 2011), ce sont les stocks d'énergie magnétique, quantifiés par l'indicateur magnétique, qui traduisaient le couplage électromagnétique apporté par le réseau électrique, couplage nécessaire au maintien du synchronisme. La description du couplage électromagnétique ainsi proposée ne tenait toutefois compte du réseau qu'au travers de certaines de ses caractéristiques techniques (tension, réactance des lignes). Cette description est incomplète car elle ne tient pas compte de la connectivité du réseau et ne peut pas permettre d'identifier ses points de fragilité.

Dans cette partie nous proposons une nouvelle approche qui intègre le dimensionnement du réseau électrique dans l'évaluation de la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme. Cela nous amène à proposer un nouvel indicateur, *l'indicateur de synchronisme*, qui traduit la capacité d'un système électrique à revenir au synchronisme suite à une perturbation, c'est-à-dire qui permet d'étudier la stabilité du système électrique (chapitre 2, partie 2-A.2.).

#### 3-B.1. Lien entre dimensionnement du réseau électrique et stabilité

L'agrégation des producteurs et consommateurs conduisant à décrire le système électrique par le « circuit équivalent à une maille » de la Figure 3-45 (Drouineau 2011) consiste à supposer que le réseau est suffisamment dimensionné pour qu'il ne soit pas nécessaire de le représenter explicitement. Il s'agit d'une approximation type « plaque de cuivre » du réseau électrique. Les réseaux électriques réels présentent toutefois une capacité de transmission limitée, qui dépend du nombre de lignes, du maillage ainsi que de la section et du nombre de câbles utilisés dans les lignes<sup>λ</sup>. On comprend intuitivement qu'un réseau sous-dimensionné vis-à-vis des échanges d'électricité (eux-mêmes liés à la répartition des productions et consommations), aura plus de difficulté à assurer le couplage nécessaire au synchronisme (Figure 2-31 du chapitre 2). D'ailleurs dans le cas extrême d'un système électrique non-connexe (par exemple suite à la perte d'une ou plusieurs lignes), les deux sous-réseaux ne peuvent plus fonctionner de manière synchrone.

---

<sup>λ</sup> La puissance maximale transmissible sur une ligne est liée à l'échauffement des conducteurs par effet Joule. Plus la puissance à transporter est élevée, plus il y a de pertes Joule (pour une tension donnée), ce qui échauffe le matériau conducteur. Cela dilate le câble qui se rapproche du sol, ce qui risque de provoquer des arcs électriques. C'est pourquoi des protections (disjoncteurs) coupent la ligne avant qu'elle n'entre dans un domaine de fonctionnement qui pourrait la détériorer.

Ainsi, la stabilité d'un système électrique, c'est-à-dire son aptitude à revenir spontanément au synchronisme, est fortement liée au dimensionnement de son réseau électrique. Si les indicateurs cinétique et magnétique résultent d'une vision agrégée du système électrique, l'étude de la stabilité en nécessite donc une représentation spatialisée, capable de traduire le rôle du réseau. Au-delà des aspects qualitatifs discutés ci-dessus, on montrera dans cette partie qu'il est possible de quantifier la stabilité d'un système électrique à l'aide d'un *indicateur de synchronisme*. Cet indicateur est calculé à partir du degré de congestion du système électrique : il est d'autant plus élevé que le réseau est capable de garantir la circulation que les flux d'électricité échangés par les producteurs et les consommateurs.

Afin d'étudier la stabilité des systèmes électriques, il est naturel d'étendre l'équation de glissement (équation (2-12) au chapitre 2) au cas des systèmes électriques réels, c'est-à-dire avec un grand nombre de machines connectées entre elles via le réseau électrique. Le terme de couplage entre les

machines, en  $K \sin(\theta)$  dans le cas d'un générateur connecté à un bus infini, correspond alors à la

puissance transmise sur les lignes électriques. Cette puissance  $P_{ij}$  est donnée par la deuxième loi de Kirchhoff (équation (2-14) au chapitre 2) et fait intervenir les différences des phases des rotors des machines synchrones<sup>λ</sup> (Figure 3-46 et équation (3-11)).

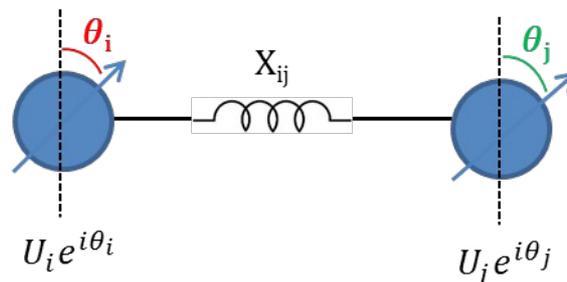


Figure 3-46 : Illustration du calcul de la puissance transmise sur une ligne électrique.

$$(3-11) \quad P_{ij} = U_i U_j \frac{\sin(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}}$$

Notons que cette équation correspond à celle utilisée dans les calculs d'écoulement de puissance, c'est-à-dire pour décrire la répartition des flux d'électricité connaissant les injections et les soutirages.

La généralisation de l'équation de glissement à n machines peut donc s'écrire (à condition de maintenir le plan de tension)<sup>142</sup> :

<sup>λ</sup> Dans le cas général ces déphasages interviennent dans des termes en sinus. L'approximation à courant continu présentée dans le chapitre 2 (partie 2-A.4.b.) correspond au cas des petits angles pour lequel un développement limité à l'ordre 1 de la fonction sinus est réalisé.

$$(3-12) \quad \forall i \in M, M_i \dot{\theta}_i + D_i \dot{\theta}_i = P_i - U^2 \sum_{j \in M_i} \frac{1}{X_{ij}} \sin(\theta_i - \theta_j)$$

Où  $M$  désigne l'ensemble des machines synchrones du réseau considéré et  $M_i$  l'ensemble des machines synchrones voisines de la machine  $i$ , c'est-à-dire connectées à la machine  $i$  via une ligne électrique ;

$M_i$  et  $D_i$ , les coefficients inertiels et d'amortissement du générateur  $i$  (équation (2-12) au chapitre 2) ;

$U$ , la tension supposée identique en tout point du réseau étudié (en p.u.) ;<sup>λ</sup>

$P_i$ , la puissance injectée par le générateur  $i$  (en p.u.) ;

$X_{ij}$ , la réactance de la ligne reliant  $i$  et  $j$  (en p.u.) ;

<sup>λ</sup> La phase du rotor de la machine  $i$ .

### 3-B.2. Equivalence entre l'étude de la stabilité des systèmes électriques et la dynamique de systèmes mécaniques

L'équation de glissement généralisée (3-12) est équivalente à la 2<sup>ème</sup> loi de Newton appliquée à un système de masses évoluant sur un cercle avec la pulsation  $\omega = 2\pi f$  ( $f$  étant la fréquence synchrone du système électrique) et connectées entre elles par des ressorts (Li 2016). L'analogie entre le système électrique et le système mécanique est illustrée par la Figure 3-47 (voir l'annexe A-3.1. pour une démonstration de l'équivalence). Sur le schéma de droite, on perçoit intuitivement que le centre du cercle doit rester dans le triangle formé par les 3 ressorts pour que le système présente une « rigidité », donc du synchronisme et permette de transmettre de la puissance d'entraînement mécanique des oscillateurs 1 ou 2 vers l'oscillateur 3.

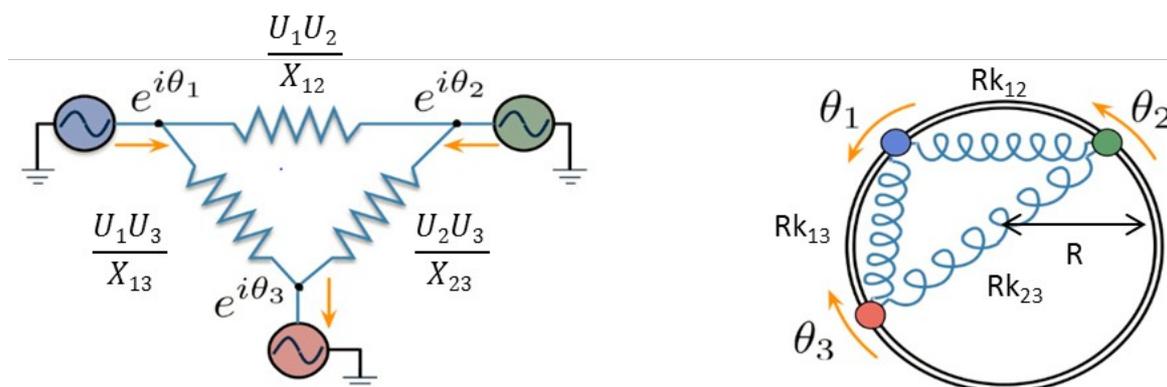


Figure 3-47 : Analogie entre le système électrique et un système d'oscillateurs en rotation sur un cercle (Florian Dörfler 2013, fig. 1.1).<sup>λ</sup>

<sup>λ</sup> On néglige les chutes de tension ou on suppose que la tension est maintenue par l'injection appropriée de réactif (chapitre 2, partie 2-A.1.c).

<sup>λ</sup> Les coefficients de couplage des lignes électriques dépendent du produit des tensions aux nœuds  $U_i U_j$  et des admittances  $X_{ij}$  des lignes. Ceux des ressorts, de leur raideur  $k_{ij}$  et du rayon  $R$  du cercle.

Pour illustrer la dynamique de ces systèmes, étudions un cas simple de trois oscillateurs connectés deux à deux, comme c'est le cas sur la Figure 3-47. Selon les valeurs des paramètres du système décrit par l'équation (3-12), le système peut être instable (Figure 3-48) ou stable (Figure 3-49). Entre les deux dynamiques illustrées ci-dessous, seuls les coefficients de couplage ont été modifiés. Comme dans le cas de la dynamique de l'alternateur connecté au bus infini (Figure 2-31, chapitre 2), il existe un couplage critique en deçà duquel le système ne parvient pas à se synchroniser.

Dans le cas stable, la vitesse de rotation des oscillateurs converge vers celle du centre de masse, qui

correspond à la fréquence propre du système (1 Hz dans nos exemples, soit  $2\pi$  radians/s). Cette

synchronisation correspond également à une courbe en spirale dans le diagramme de phase. Les phases des oscillateurs ne tendent pas nécessairement vers la même valeur, par contre leur différence finit par se stabiliser. Les énergies cinétique et potentielle du système convergent également vers une valeur fixe.

Dans le cas contraire, il existe au moins 2 groupes d'oscillateurs évoluant chacun à une vitesse de rotation différente, et dont les phases s'écartent progressivement. Les énergies cinétique et potentielle continuent d'osciller indéfiniment. Notons que dans les figures infra, nous avons appelé  $E_{tot}$  la somme des énergies cinétique et potentielle, mais qu'il ne s'agit pas de l'énergie totale du système : en effet, le système étudié dissipe de l'énergie par frottements (les termes en  $D_i \dot{\theta}_i$  dans l'équation (3-12)) et en récupère du fait de l'injection permanente d'énergie mécanique (les termes en  $P_i$  dans cette même équation). Enfin, l'inertie  $M$  des oscillateurs s'opposant à leur accélération, plus celle-ci est élevée, moins l'amplitude de leurs oscillations est prononcée. Ainsi, un oscillateur avec une forte inertie sera moins impacté par d'éventuelles perturbations.

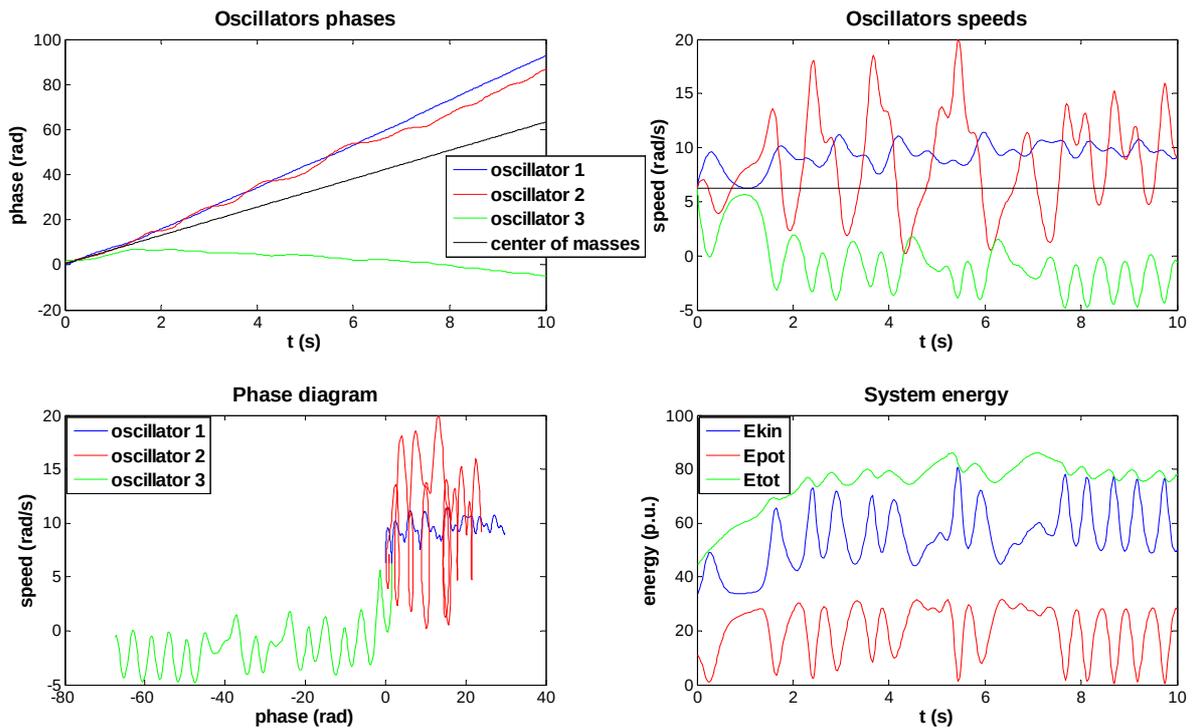


Figure 3-48 : Illustration de la dynamique d'un système instable composée de 3 oscillateurs.<sup>2,2,2</sup>

⇐ En haut à gauche, l'évolution des phases des 3 oscillateurs et du centre de masse ; en haut à droite, celle de leur vitesse de rotation ; en bas à gauche, le diagramme de phase des 3 oscillateurs ; et en bas à droite, l'évolution de l'énergie cinétique, de l'énergie potentielle et de la somme des deux. Les paramètres utilisés pour

les oscillateurs 1, 2 et 3 sont respectivement : 0,  $\frac{\pi}{4}$  et  $\frac{\pi}{2}$  radians pour les angles initiaux ; 1, 0.2 et 0.5 s<sup>2</sup> pour

les masses réduites M ; des coefficients d'amortissement D = 2M ; 7, 2 et -9 pour les puissances injectées P (en p.u.). Les coefficients de couplage K associés à chacune des lignes (ou des ressorts) sont tous égaux à 7 (en p.u.). Enfin, la fréquence propre du système est ici prise égale à 1 Hz.

⇐ Une valeur positive correspond à une force externe qui accélère l'oscillateur dans le sens du mouvement (choisi par convention), une valeur négative correspond au contraire à une force qui ralentit l'oscillateur (ou qui l'accélère en sens contraire). Dans le cas des systèmes électriques, une valeur positive correspond par convention à de la puissance injectée sur le réseau, c'est-à-dire à un générateur, et une valeur négative correspond à de la puissance soutirée au réseau, c'est-à-dire à un consommateur.

⇐ Dans les Figure 3-48 et Figure 3-49, l'évolution des phases a été tracée en tenant compte de la pulsation propre du système à 1 Hz ( $\theta(t) = 2\pi ft + \tilde{\theta}(t)$ ), alors que les diagrammes de phase n'en tiennent pas compte afin de pouvoir observer la convergence, ou la divergence, des phases selon que le système est stable ou instable.

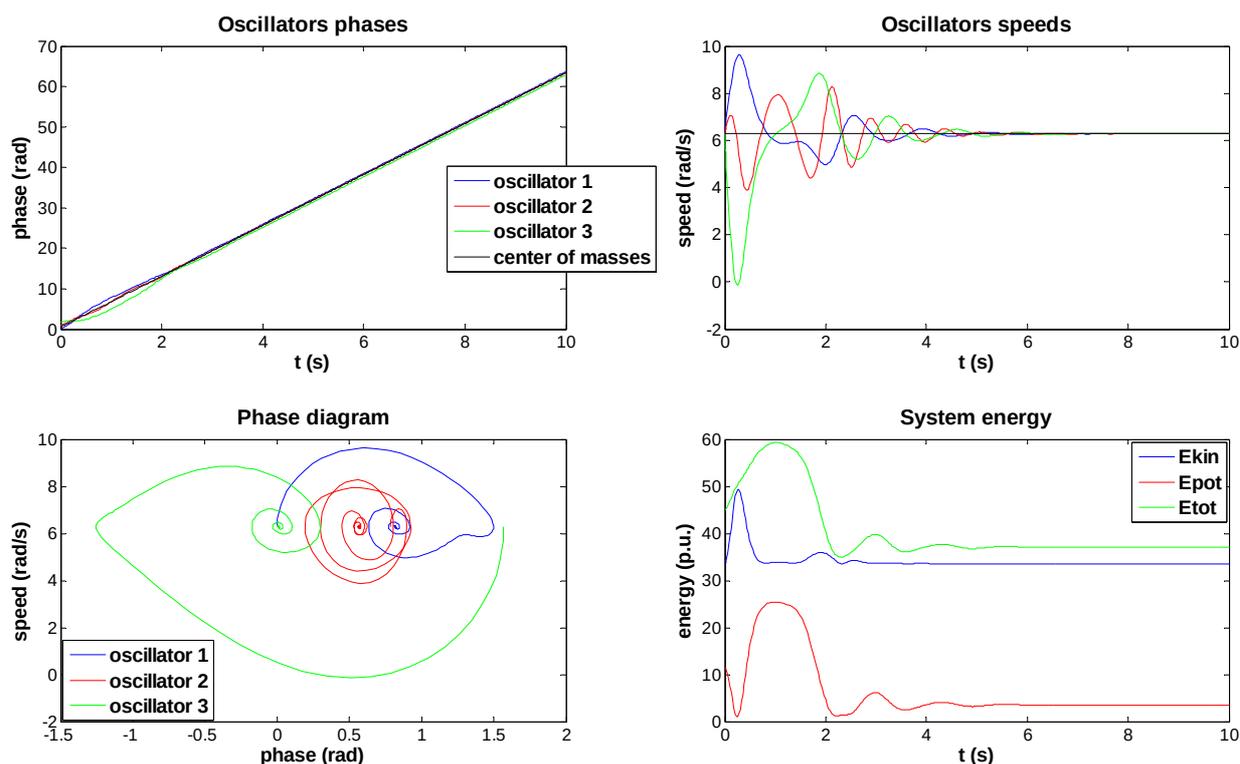


Figure 3-49 : Illustration de la dynamique d'un système stable composé de 3 oscillateurs.<sup>λ</sup>

Les systèmes électriques réels comportent des dizaines voire des centaines de machines ainsi qu'un nombre encore plus important de lignes électriques sans qu'elles ne soient pour autant toutes reliées entre elles (les réseaux réels ne sont pas des « plaques de Cuivre »). Il n'est donc pas envisageable de mener ce type d'analyse « déterministe » pour ces systèmes, surtout sur des horizons lointains.

Or, il existe une raison topologique à vouloir disposer d'une analyse tendancielle de la stabilité intrinsèque d'un système électrique lorsque le nombre de points d'injection et de lignes augmente. En effet, la théorie des transitions de phase (Héritier 2013) enseigne qu'il y a une compétition entre la dimension  $D$  de l'espace, essentiellement bidimensionnel s'agissant de réseau de transport, et les  $d$  degrés de liberté de l'objet en interaction, également bidimensionnel s'agissant du rotor des machines devant se synchroniser (phase des rotors). Plus précisément, pour des réseaux bidimensionnels, Lars Onsager a montré qu'un système de spins demi-entiers  $d=1$  (i.e. en interaction ferromagnétique) présentait une transition de phase entre phase ordonnée (aimantation  $M > 0$ ) et désordonnée ( $M=0$ )<sup>λ</sup>, (Onsager 1944). A l'inverse, il a été montré qu'un système de spin  $d=3$  n'admet pas de phase ordonnée (Mermin et Wagner 1966). On aboutit ainsi à l'idée que le couple ( $D=2, d=2$ ) constituerait une réalisation marginale où l'ordre est suffisamment fragile pour qu'une petite perturbation ne désorganise pas le synchronisme naturel et recherché entre les machines : cette notion d'ordre topologique dans les systèmes bidimensionnels a été étudiée dans (Kosterlitz et Thouless 1973). Selon cette vision, les aspects topologiques (dimension de l'espace, degré de liberté des objets en interaction, portée des interactions) deviennent prépondérants sur les équations déterministes d'évolution d'objets couplés pris un à un : on parle de « classe d'universalité ». Il est

<sup>λ</sup> Les paramètres sont les mêmes que ceux de la Figure 3-6, excepté les coefficients de couplage  $K$  qui sont légèrement plus élevés dans ce cas (7,2 au lieu de 7 dans le cas instable).

<sup>≡</sup> L'aimantation  $M$  est le paramètre d'ordre du système.

alors d'usage d'adopter un modèle statistique présentant des caractéristiques minimales susceptibles de reproduire le comportement singulier recherché : c'est l'objet du modèle de Kuramoto que nous allons étudier sur un graphe représentant le réseau électrique.

A l'aide de ce modèle, nous allons maintenant montrer que la connectivité algébrique, une mesure de la connectivité utilisée en théorie spectrale des graphes, est une propriété topologique pertinente du réseau électrique pour étudier sa stabilité.

### 3-B.3. Modèle de Kuramoto et étude de la stabilité des systèmes : rôle de la connectivité algébrique

Les deux systèmes schématisés Figure 3-47 obéissent à la même dynamique (annexe A-3.1.). Cette dynamique est caractéristique d'un système d'oscillateurs amortis et excités, en interaction entre eux via un réseau. Elle a notamment été utilisée pour décrire des systèmes biologiques (activité des neurones, rythmes circadiens, scintillement des lucioles ou encore chants des criquets), mais aussi sociaux (interactions au sein d'un groupe), physiques (l'effet Josephson) ou économiques (Arenas et al. 2008). L'étude formelle d'une telle dynamique a été initiée par les travaux du biologiste Arthur Winfree (Winfree 1967), puis conceptualisée sous sa forme actuelle par le physicien Yoshiki Kuramoto. Ce dernier en a proposé un modèle mathématique, appelé simplement modèle de Kuramoto dans la suite de ce manuscrit, donné dans sa forme la plus générale par (Yoshiki Kuramoto 1975; Strogatz 2000) :

$$(3-13) \quad \dot{\theta}_i = \omega_i - \sum_{j=1}^N f_{i,j}(\theta_i - \theta_j), \forall i=1..N$$

Où  $\theta_i$  est la phase de l'oscillateur  $i$  et  $\dot{\theta}_i$  sa dérivée ;

$f_{ij}$  est la force de couplage entre les oscillateurs  $i$  et  $j$ . Elle dépend de la différence des phases et est souvent considérée sinusoïdale ;

$N$ , le nombre d'oscillateurs ;

Enfin, les fréquences propres  $\omega_i$  de chaque oscillateur sont distribuées suivant une fonction  $g(\omega)$

généralement supposée unimodale et symétrique autour de la fréquence moyenne  $\bar{\omega}$ .

---

⇐ Du fait de la symétrie rotationnelle du modèle, il est pratique d'effectuer le changement de variable

$\theta_i \rightarrow \omega_i + \phi_i$  afin que les termes  $\phi_i$  représentent la déviation à la fréquence moyenne.

Nous donnons maintenant quelques-uns des résultats établis pour ce modèle afin de mieux comprendre les liens existants entre stabilité du système d'oscillateurs et couplage entre ces oscillateurs. Nous montrons ainsi que dans certaines instances du modèle de Kuramoto il est possible d'extraire des conditions locales, voire globale, de stabilité. Nous montrons également le rôle de la connectivité algébrique par une linéarisation du modèle de Kuramoto. Notons tout de suite, que le modèle de Kuramoto donné par l'équation (3-13) ne fait intervenir que les dérivées premières des phases. Il s'agit d'un modèle dit du *premier ordre*, alors que la dynamique que décrit l'équation (3-12) pour les systèmes électriques correspond à un *modèle de Kuramoto du 2<sup>ème</sup> ordre* (Filatrella, Nielsen, et Pedersen 2008; Florian Dörfler 2013). Nous verrons par la suite les différences et similarités entre les dynamiques décrites par ces deux modèles.

### 3-B.3.a. Couplage critique en champ moyen sur un graphe complet pour un modèle de Kuramoto du 1er ordre

Yoshiki Kuramoto a étudié une version de son modèle avec des oscillateurs tous connectés deux à deux (le graphe sous-jacent est dit « complet »), avec une intensité de couplage homogène et des interactions purement sinusoïdales entre paires d'oscillateurs. Sous ces hypothèses l'équation (3-13) peut être réécrite de la façon suivante :

$$(3-14) \quad \dot{\theta}_i = \omega_i - \frac{K}{N} \sum_{j=1}^N \sin(\theta_i - \theta_j), \forall i=1..N$$

Où  $K$  est une constante de couplage.

Il est alors pratique de définir un paramètre macroscopique qui mesure la cohérence de phase de la population :

$$(3-15) \quad r(t) e^{i\varphi(t)} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N e^{i\theta_j(t)}$$

Où  $\varphi$  est le déphasage moyen de la population qui peut être arbitrairement choisi égal à zéro du fait de l'invariance par rotation du problème ;

$r(t)$  est le paramètre d'ordre compris entre 0 et 1. Une valeur nulle signifiant que la population est totalement désynchronisée, et une valeur unité qu'elle est au contraire totalement synchronisée. Notons que  $r$  est un paramètre d'ordre au sens des transitions de phase : il est nul lorsque le système est dans l'état le plus désordonné (Héritier 2013).

Une représentation graphique des paramètres moyens de l'équation (3-15) est proposée Figure 3-50. La cohérence maximale de la population est obtenue lorsque les phases des oscillateurs (les ronds bleus sur la figure) sont superposées. On a alors  $\varphi=0$  et  $r=1$ .

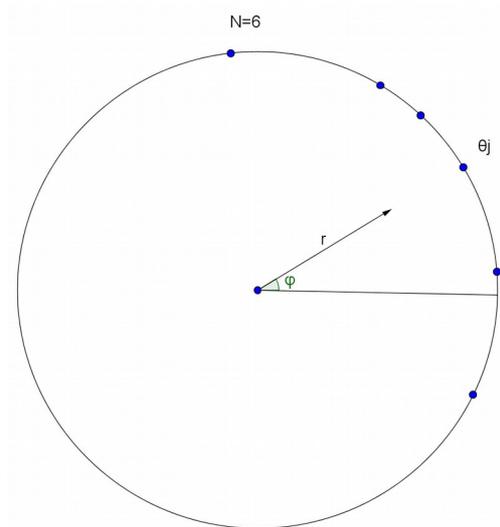


Figure 3-50 : Illustration du paramètre d'ordre et de la phase moyenne.<sup>λ</sup>

En multipliant (3-15) des deux côtés par  $e^{-i\theta_i}$  et en prenant la partie imaginaire, on aboutit à :

$$(3-16) \quad r(t) \sin[\omega_0 t] (\varphi(t) - \theta_i(t)) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \sin[\omega_0 t] (\theta_j(t) - \theta_i(t))$$

En utilisant (3-16) et en nous intéressant à l'état stationnaire  $r(t)=r=\text{constante}$  et  $\dot{\theta}(t)=\dot{\theta}=\text{constante}$ ,

que l'on peut fixer à 0 par symétrie rotationnelle du problème, il est alors possible d'écrire (3-14) sous la forme :

$$(3-17) \quad \dot{\theta}_i = \omega_i - Kr \sin[\omega_0 t] (\theta_i)$$

Tout se passe comme si les oscillateurs n'étaient pas en interaction, chacun ayant sa dynamique propre découplée de celle des autres oscillateurs. Bien entendu, ils interagissent toujours à travers la force moyenne «  $Kr$  » proportionnelle à la cohérence de la population d'oscillateurs. Cette équation fait apparaître deux populations d'oscillateurs : ceux pour lesquels  $|\omega_i| > Kr$  (c'est-à-dire situés en

périphérie de la distribution des fréquences  $g(\omega)$ , qui ne peuvent se synchroniser au reste de la

<sup>λ</sup> Sur cette figure, chaque point bleu représente un oscillateur.

population et dérivent sur le cercle unité, et les autres (situés au centre de la distribution  $g(\theta)$ , en *verrouillage de phase* et synchrones entre eux.

Il est alors possible de calculer la force de couplage critique  $K_c$  en deçà de laquelle les oscillateurs sont complètement désordonnés ( $r=0$ ), et au-dessus de laquelle émerge le processus de synchronisation au sein de la population d'oscillateurs (Strogatz 2000) :

$$(3-18) \quad K_c = \frac{2}{\pi g(0)}$$

Au voisinage de  $K_c$ , le paramètre d'ordre varie comme :

$$(3-19) \quad r \propto (K - K_c)^\beta \text{ avec } \beta = \frac{1}{2}$$

Notons qu'il s'agit d'un résultat bien connu des transitions de phase sous l'approximation de champ moyen : au voisinage du point critique, le paramètre d'ordre varie comme la racine carrée de la différence entre la température et la température critique (Héritier 2013).

Il a également été démontré que l'état partiellement synchrone ( $0 < r < 1$ ), obtenu lorsque  $K > K_c$ , était localement stable<sup>λ</sup> (Crawford 1994). De plus, des simulations numériques laissent penser que la limite

$r$  du paramètre d'ordre  $r$  ne dépendrait que de la force de couplage et non des conditions initiales,

c'est-à-dire qu'il existe un état globalement attractif ne dépendant que de  $K$  (Strogatz 2000). Des conditions de stabilité globale ont été démontrées par la suite lorsque tous les oscillateurs possèdent la même fréquence propre : il n'existe alors qu'un seul équilibre, quel que soit le couplage, pour lequel tous les angles sont égaux (également appelé *consensus*) et cet équilibre est *quasi-globalement stable*<sup>λ</sup> (Monzon et Paganini 2005). Plus récemment des conditions de stabilité globales

---

≡ Un point d'équilibre est dit localement stable s'il existe des conditions initiales suffisamment proches de cet équilibre pour lesquelles le système est stable. Au contraire, un point d'équilibre est dit globalement stable s'il est stable pour n'importe quelle condition initiale (Slotine et Li 1991, part. 3.2).

≡ C'est-à-dire que la mesure de l'ensemble des conditions initiales telles que l'équilibre est instable est nulle.

ont également été démontrées pour des distributions beaucoup plus générales sur les fréquences propres, par exemple (Dietert 2014) fait uniquement l'hypothèse d'une distribution intégrable.

### 3-B.3.b. Modèle linéaire du 1er ordre et connectivité algébrique

En relâchant l'hypothèse d'interactions identiques entre tous les oscillateurs, le modèle de Kuramoto s'écrit alors :

$$(3-20) \quad \dot{\theta}_i = \omega_i - \sum_{j=1}^N k_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)$$

Avec  $k_{ij}$  la constante de couplage entre les oscillateurs  $i$  et  $j$  (qui peut être nulle).

La linéarisation de (3-20) (cas des petits déphasages entre oscillateurs) permet de réécrire cette équation sous forme matricielle :

$$(3-21) \quad \dot{\theta} = \omega - L_{G,w} \theta$$

Où  $\theta_{i=1..n}$ ,  $\dot{\theta}_{i=1..n}$  et  $\omega_{i=1..n}$  ;  
 $\theta = \zeta$ ,  $\dot{\theta} = \dot{\zeta}$  et  $\omega = \zeta$  ;

$L_{G,w}$  est la *matrice laplacienne* du graphe pondéré  $G$  dont les nœuds sont les oscillateurs, les arêtes les connections entre oscillateurs, et les facteurs de pondération les coefficients de couplage propres à chaque connexion. Cette matrice est définie de la façon suivante :

$$(3-22) \quad L_{G,w} = [L_{i,j}]$$

$$\text{avec } L_{i,j} = \begin{cases} \sum_j k_{ij} & \text{si } i = j \\ -k_{ij} & \text{si } i \neq j \text{ et qu'il y a 1 ligne entre } i \text{ et } j \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

La matrice laplacienne est très utilisée en théorie des graphes car son spectre ainsi que ses vecteurs propres permettent de décrire un certain nombre de propriétés liées à la connectivité du

graphe (Mohar 1992). Si nous notons  $\lambda_k$  ces valeurs propres en les classant par ordre croissant de 1 à

$n$ , on a :

- $L_{G,w}$  est symétrique ;

- $L_{G,w}$  est semi-définie positive, c'est-à-dire que  $\forall i, \lambda_i \geq 0$  ;
- $\lambda_1 = 0$  puisque par construction une matrice laplacienne de taille  $n$  est de rang  $n-1$  ;
- $\lambda_2 = 0 \Leftrightarrow$  le graphe est connexe.

En notant  $P_L$  la matrice de passage dans les vecteurs propres de  $L_{G,w}$ ,  $D_L$  la matrice diagonale des valeurs propres de  $L_{G,w}$ ,  $\vartheta = P_L^{-1} \theta$ ,  $\Omega = P_L^{-1} \omega$ , et en multipliant les deux membres de (3-21) à gauche par  $P_L^{-1}$ , on a alors :

$$(3-23) \quad \dot{\vartheta} = \Omega - D_L \vartheta$$

Dont les solutions sont :

$$(3-24) \quad \forall i > 1, \vartheta_i(t) = \left( \vartheta_i(0) - \frac{\Omega_i}{\lambda_i} \right) e^{-\lambda_i t} + \frac{\Omega_i}{\lambda_i}$$

Les solutions de (3-23) décroissent exponentiellement avec des vitesses caractéristiques égales aux valeurs propres de la laplacienne  $L_{G,w}$ . Ayant classé, les valeurs propres par ordre croissant et, puisque

$\lambda_1 = 0$ , les modes qui décroissent le plus lentement sont ceux associés à la deuxième plus petite valeur

propre de  $L_{G,w}$ , également appelé la *connectivité algébrique du graphe*.

Nous avons souhaité montrer dans cette partie qu'il était possible de trouver des conditions plus ou moins générales de stabilité pour un système dont la dynamique est régit par le modèle de Kuramoto du 1<sup>er</sup> ordre. Sous l'hypothèse de champ moyen il est possible de définir des conditions locales de stabilité, voire globales dans certains cas<sup>151</sup>, d'un système d'oscillateurs régis par un tel modèle (partie 3-B.3.a.). Sous l'hypothèse des « petits angles », il est même possible d'obtenir des solutions exactes au modèle de Kuramoto. Ces solutions sont des exponentielles décroissantes et font directement intervenir les valeurs propres de la matrice laplacienne du graphe formé par le positionnement et les liens entre oscillateurs. Dans ce cas, le système finit toujours par revenir au synchronisme, et ce *d'autant plus rapidement que la connectivité algébrique du graphe est élevée*.

### 3-B.3.c. Modèle de Kuramoto du 2<sup>nd</sup> ordre

Dans le cas le plus général, un modèle de Kuramoto du 2<sup>nd</sup> ordre est un système d'équations différentielles du second ordre de la forme :

$$(3-25) \quad J\dot{\theta}_i + D\ddot{\theta}_i = \omega_i - \sum_{j=1}^N f_{i,j}(\theta_i - \theta_j), \forall i=1..N$$

En adoptant les mêmes notations que dans (3-13), avec  $J$  un terme inertiel et  $D$  un terme d'amortissement. Les systèmes électriques décrits par l'équation (3-12) appartiennent donc à cette classe de modèle. Est-il alors possible d'établir pour les systèmes décrits par un modèle de Kuramoto du 2<sup>nd</sup> ordre des conditions de stabilité similaires à celles trouvées pour les modèles de Kuramoto du 1<sup>er</sup> ordre, et ce avec un réseau plus général que le graphe complet étudié dans le modèle initial de Kuramoto, y compris dans un cas non-linéaire ?

### 3-B.4. Formulation énergétique du problème

Avant d'introduire les résultats plus généraux de stabilité pour les modèles de Kuramoto du 2<sup>ème</sup> ordre, nous souhaitons proposer ici une autre manière de décrire le système électrique, s'appuyant sur une description énergétique à l'instar des travaux conduits dans la thèse de Mathilde Drouineau, qui montre également l'importance de l'étude de la laplacienne du graphe associé au réseau électrique. Bien que cette méthode ne nous ait pas permis d'aboutir à des conditions suffisamment générales de stabilité des systèmes électriques, elle a constitué le point de départ de notre réflexion. Il nous semblait donc pertinent de l'introduire ici pour illustrer les différents angles par lesquels le problème de la stabilité et du dimensionnement du système électrique a été abordé.

L'hamiltonien d'un système électrique est la somme de plusieurs termes (équation (3-26)) :

- un terme d'énergie cinétique  $E_{cin}$  correspondant à l'énergie emmagasinée dans les masses tournantes des rotors des machines synchrones (équation (A-15) en annexe) ;
- un terme d'énergie potentielle  $E_{mag}$  traduisant le couplage électromagnétique entre les machines synchrones (équation (A-22) en annexe) ;
- un terme d'énergie extérieure  $E_{ext}$  apportée par la transformation des énergies primaires en électricité dans les centrales (comptée positivement), et utilisée par les dispositifs de consommation qui retransforment la puissance active en énergie utile (comptée négativement) ;

- un terme dissipatif  $K_{diss}$  qui correspond aux pertes Joule et est faible sur les réseaux de transport (Bergen, Arthur R. et Vittal, Vijay 2000, 84–85). Il est considéré négligeable par la suite.

Notons que les termes  $E_{cin}$ ,  $E_{ext}$  et  $K_{diss}$  correspondent à de la puissance « active » cédée à la matière, tandis que  $E_{mag}$  correspond à de la puissance « réactive » cédée au champ électromagnétique.

Ces différents termes dépendent des phases des rotors ou de leurs dérivées (Vittal, Michel, et Fouad 1984).

$$(3-26) \quad H(\theta, \dot{\theta}) = E_{cin}(\dot{\theta}) + E_{mag}(\theta) + K_{diss}(\dot{\theta}) + E_{ext}$$

Notons que le terme extérieur est considéré constant sur les échelles de temps qui nous intéressent ici, puisque nous étudions la réponse du système électrique dans les toutes premières secondes suivant un aléa. Durant cet intervalle de temps, les régulations primaires en fréquence et en tension n'ont pas encore eu le temps d'ajuster la puissance mécanique délivrée par les machines synchrones (et aucun consommateur n'a encore été délesté).

L'équilibre du système correspond à la minimisation de l'hamiltonien sur les vecteurs d'état  $\theta$  et  $\dot{\theta}$ .

En l'absence de pertes, il s'agit du régime synchrone pour lequel :

$$(3-27) \quad \begin{cases} \forall i, \dot{\theta}_i = \omega_0, \text{ la pulsation synchrone du système électrique} \\ \forall (i, j), |\theta_i - \theta_j| \leq \theta_{max}, \text{ un déphasage maximal entre les machines} \end{cases}$$

Pour étudier la stabilité d'une fonction de plusieurs variables il est nécessaire de calculer sa matrice hessienne<sup>λ</sup>. En supposant en première approximation que les vitesses de rotation des machines

synchrones varient peu, on se restreint à l'étude des variations des phases  $\theta$

$$(3-28) \quad \eta_{ij} = \left. \frac{\partial^2 H(\theta, \omega_0)}{\partial \theta_i \partial \theta_j} \right]_{\theta_i = \theta_j = \theta_{ref}} = \left. \frac{\partial^2 E_{mag}(\theta)}{\partial \theta_i \partial \theta_j} \right]_{\theta_i = \theta_j = \theta_{ref}}$$

Où  $\eta_{ij}$  est l'élément  $(i, j)$  de la matrice hessienne de l'hamiltonien  $H$ .

<sup>λ</sup> C'est-à-dire la matrice des dérivées seconde de la fonction par rapport à chaque paire de variables.

Or l'énergie électromagnétique est donnée par (équation (A-22) en annexe) :

$$(3-29) \quad E_{mag} = \frac{2U^2}{\omega_0} \sum_{(i,j) \in L} \left[ \frac{1 - \cos(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \right]$$

En posant :

$$(3-30) \quad C_{ij} = \frac{2U^2}{\omega_0 X_{ij}}$$

On obtient que  $\eta_{ij}$  correspond exactement à l'élément  $(i,j)$  de la matrice laplacienne du graphe pondéré par les coefficients  $C_{ij}$  définis ci-dessus (équation (3-22)).

Ainsi, par un développement de Taylor à l'ordre 2 de l'hamiltonien  $H$  autour d'un point critique<sup>λ</sup>

(prenons  $\theta = \mathbf{0}$  pour l'exemple<sup>λ</sup>), on obtient l'expression suivante :

$$(3-31) \quad H(\theta, \omega_0) = H_{min} + \frac{1}{2} \theta^T L_{G,w} \theta + o(\theta^2)$$

La stabilité du système électrique est donc liée aux propriétés de la laplacienne associée à son réseau. Pour illustrer ce résultat, prenons le cas de deux systèmes, notés 1 et 2, exactement similaires si ce n'est que leurs réseaux respectifs, et donc leur matrice laplacienne pondérée, diffèrent. On a alors, en négligeant les termes en  $o(\theta^2)$  :

$$(3-32) \quad (H_1 - H_2)(\theta, \omega_0) = \frac{1}{2} \alpha^* \theta^T (L_{G,w1} - L_{G,w2}) \theta$$

---

≡ Le gradient de  $H$  au point critique est nul par définition.

≡ On vérifie que  $\theta = \mathbf{0}$  correspond à la définition d'un point critique donnée par la relation (3-27).

Lorsque  $L_{G,w1} - L_{G,w2}$  est semi-définie positive (SDP), l'expression (3-32) est positive. Ainsi, dans ce cas, la variation d'énergie associée à un déphasage donné sera plus grande pour le réseau 1 que pour le réseau 2. Le réseau 1 est donc plus stable que le réseau 2. En conclusion, l'étude de la différence des laplaciennes permet de statuer sur la *stabilité relative* des réseaux (à condition qu'il soit possible de trouver une relation d'ordre sur les laplaciennes, ce qui n'est pas toujours le cas). Pour illustrer ce résultat, prenons un cas simple de transformation d'un réseau 1 en un réseau 2 en ajoutant une seule ligne entre les machines  $i$  et  $j$ .

La différence  $L_{G,w2} - L_{G,w1}$  est alors de la forme suivante (la première colonne/ligne avec des chiffres représentent la colonne/ligne  $i$  et la dernière, la colonne/ligne  $j$ . Les autres lignes/colonnes sont remplies de 0) :

$$(3-33) \quad L_{G,w2} - L_{G,w1} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \\ \cdots & 1 & \cdots & -1 & \cdots \\ \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \\ \cdots & -1 & \cdots & 1 & \cdots \\ \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

L'étude des valeurs propres de cette matrice (très creuse) se ramène à celle de la matrice

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix}.$$

Cette matrice est de déterminant nul et de trace égale à 2 donc de valeurs propres 0 et 2. Ainsi  $L_{G,w2} - L_{G,w1}$  est SDP et le réseau 2 est plus stable que le réseau 1. Autrement dit, ajouter une ligne à un réseau donné accroît sa stabilité<sup>λ</sup>.

Cette approche *hamiltonienne* du problème de la stabilité des systèmes électriques illustre une nouvelle fois l'importance de la *laplacienne* associée au graphe sous-jacent au réseau électrique. Malheureusement, elle ne permet que de comparer deux systèmes électriques dont la répartition des productions et des consommations seraient identiques et qui différeraient seulement par leurs réseaux respectifs. De plus, il n'est possible de conclure que dans un nombre de cas limités, lorsqu'il est possible d'établir une relation d'ordre entre les laplaciennes. Cette approche n'est donc pas utilisable en pratique pour évaluer l'aptitude d'un système électrique à revenir spontanément au synchronisme.

### 3-B.5. *Modèle de Kuramoto du système électrique et conditions suffisantes de stabilité*

Nous avons vu que la dynamique propre aux phases des machines tournantes d'un système électrique obéissait à une équation différentielle non-linéaire du 2<sup>ème</sup> ordre appartenant à une classe de modèles, appelée modèle de Kuramoto. Un système électrique est en réalité composée de machines synchrones (en fonctionnement moteur ou alternateur) mais également de producteurs n'apportant pas d'inertie au système (typiquement le renouvelable variable) et de consommateurs ne

<sup>λ</sup> De la même manière on peut montrer qu'il n'est pas possible de conclure dans le cas où la transformation du réseau 1 au réseau 2 consiste à déplacer une ligne.

pouvant pas être modélisés par une masse tournante (typiquement le cas d'une résistance). Les systèmes électriques sont ainsi caractérisés par un système d'équations dont certaines sont du type modèle de Kuramoto du 2<sup>ème</sup> ordre, et d'autre du type modèle de Kuramoto du 1<sup>er</sup> ordre (Florian Dörfler 2013) :

$$(3-34) \quad \begin{cases} M_i \dot{\theta}_i + D_i \theta'_i = P_{gl,c,i} - \sum_j C_{ij} \sin[\overset{f_0}{\theta}_{i,j}] (\theta_{i,j}), \forall i \in \{M_R\} \\ D_i \theta'_i = P_{gl,c,i} - \sum_j C_{ij} \sin(\theta_{i,j}) \end{cases}$$

Avec:

- $M_R$  l'ensemble des machines connectées au réseau  $R^{\lambda}$  ;
- $M_i$  la constante d'inertie de la machine  $i$  ;
- $D_i$  le coefficient d'amortissement de la machine  $i$  ;
- $P_{g,i}$  la puissance injectée au nœud  $i$  (production), comptée positivement, et  $P_{c,i}$  la puissance soutirée au nœud  $i$  (consommation), comptée négativement (les puissances sont en unités p.u.) ;
- Les couplages  $C_{i,j}$  (en p.u.) sont définies de la même façon que dans l'équation (3-30).

Nous avons vu dans la partie 3-B.3. que, dans des cas simples, la stabilité d'un système décrit par le modèle de Kuramoto du 1<sup>er</sup> ordre pouvait être étudiée au travers de la connectivité algébrique. Des analyses effectuées sur un modèle du 2<sup>ème</sup> ordre pour différents réseaux à 4 nœuds (Figure 3-51) conduisent à des résultats similaires (Figure 3-52).

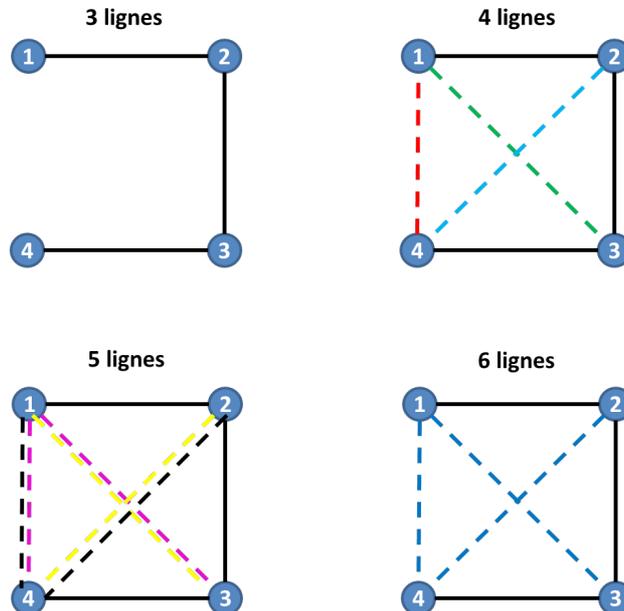


Figure 3-51 : Schéma des différents réseaux étudiés dans la Figure 3-52.

≡ Dans cette représentation une machine est équivalente à un nœud du réseau électrique. Plusieurs machines peuvent en réalité être connectées à un même nœud, il faut alors considérer pour chaque grandeur la moyenne ou la somme des valeurs associées à chaque machine individuelle selon que la grandeur concernée est intensive ou extensive.

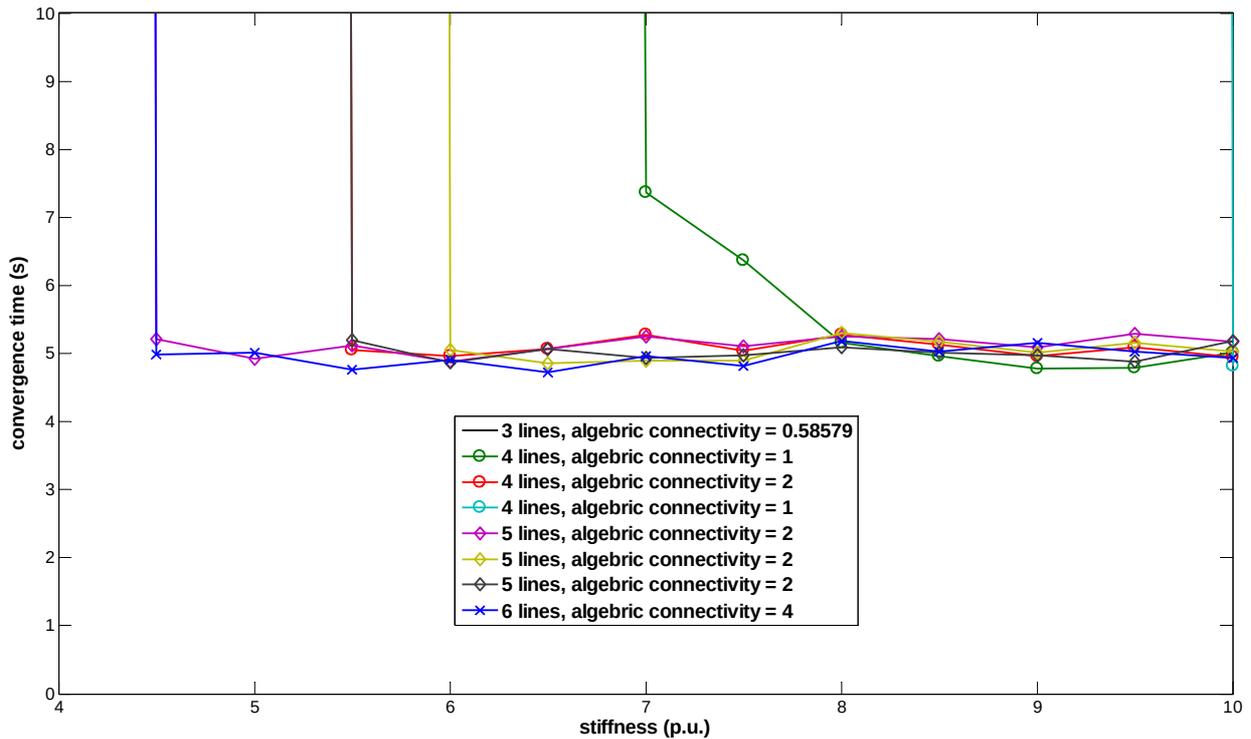


Figure 3-52 : Evaluation du temps de convergence d'un système de 4 oscillateurs décrit par un modèle de Kuramoto du 2<sup>ème</sup> ordre pour différentes valeurs du coefficient de couplage et différentes topologies du réseau.<sup>λ,λ</sup>

L'exemple illustré par la Figure 3-52 montre que les conditions de stabilité du système électrique dépendent fortement du couplage entre les nœuds du graphe, c'est-à-dire entre les alternateurs. Dans cette figure nous avons souhaité décomposer ce couplage en deux composantes : d'une part, la capacité des lignes, représentée par le coefficient de couplage  $K$  ; d'autre part, la topologie du réseau électrique qui peut être représentée de manière algébrique par les valeurs propres de la laplacienne (ici réduites à la seule connectivité algébrique) correspondant au graphe non-pondéré sous-jacent à ce réseau.

On constate que le temps de convergence du système dépend très peu du couplage, contrairement au cas linéaire du 1<sup>er</sup> ordre (équation (3-24)), par contre il existe un couplage critique, en deçà duquel le système est divergent et au-dessus duquel il converge (partie 3-B.3.a.). Il y a donc des similitudes

⇐ Lorsque le système ne converge pas, le temps de convergence est infini. Le système converge pour un couplage d'autant plus faible que la connectivité algébrique du graphe est élevée. Avec seulement 3 lignes, le système ne converge pas pour  $K \leq 10$ . Les paramètres utilisés pour les oscillateurs 1, 2, 3 et 4 sont

respectivement : 0,  $\frac{\pi}{4}$ ,  $\frac{\pi}{2}$  et  $-\frac{\pi}{2}$  radians pour les angles initiaux ; 1, 0.2, 0.5 et 0.3 s<sup>2</sup> pour les masses

réduites  $M$  ; des coefficients d'amortissement  $D = 2M$  ; 7, 2, -7 et -2 pour les puissances injectées  $P$  (en p.u.). Les coefficients de couplage  $K$  associés à chacune des lignes sont tous égaux et varient entre 4 et 10 selon les simulations (en p.u.). Enfin, la fréquence propre du système est ici prise égale à 1 Hz.

⇐ Une valeur positive correspond à une force externe qui accélère l'oscillateur dans le sens du mouvement (choisi par convention), une valeur négative correspond au contraire à une force qui ralentit l'oscillateur (ou qui l'accélère en sens contraire). Dans le cas des systèmes électriques, une valeur positive correspond par convention à de la puissance injectée sur le réseau, c'est-à-dire à un générateur, et une valeur négative correspond à de la puissance soutirée au réseau, c'est-à-dire à un consommateur.

entre les systèmes régis par un modèle de Kuramoto du 1<sup>er</sup> ordre et ceux régis par un modèle de Kuramoto du 2<sup>nd</sup> ordre. Ce constat a été formalisé dans les travaux de Dörfler qui a montré l'équivalence entre les deux modèles du point de vue de leurs conditions de synchronisation (Florian Dörfler 2013, part. 3.3.2). Cette équivalence est illustrée par la Figure 3-53.

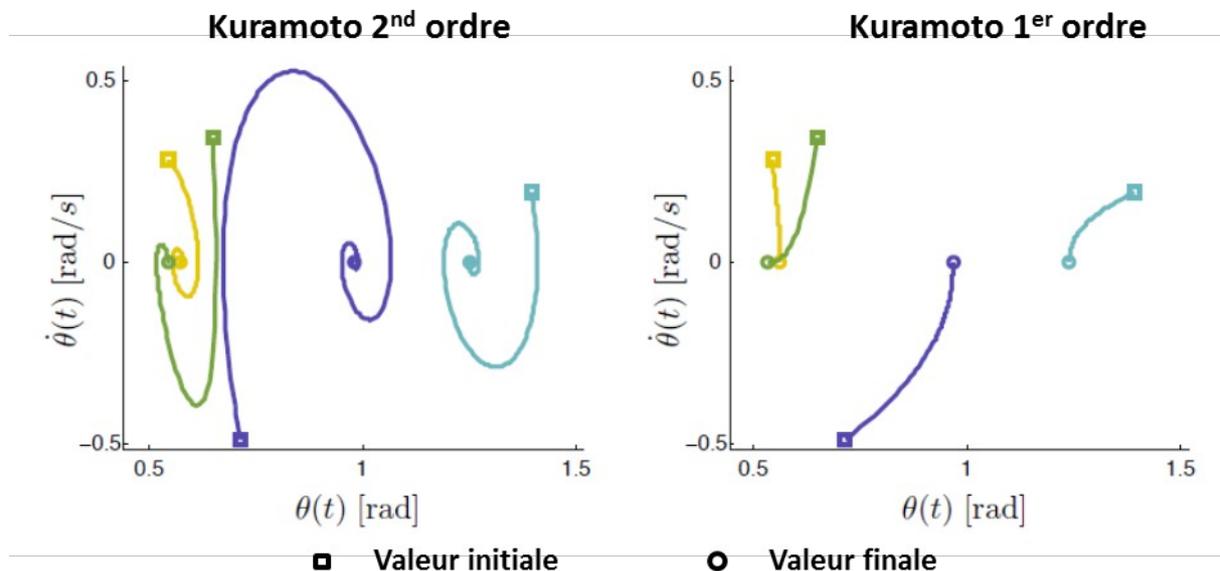


Figure 3-53 : Equivalence entre les dynamiques d'une population de 4 oscillateurs régis par un modèle de Kuramoto du 2<sup>nd</sup> ordre et du 1<sup>er</sup> ordre dans un cas stable (Florian Dörfler 2013, fig. 3.1).<sup>λ,λ</sup>

A partir de l'équivalence entre les deux modèles de Kuramoto, de la théorie de Lyapunov sur la stabilité (Slotine et Li 1991, chap. 3) et du théorème de Brouwer sur les points fixes, des conditions suffisantes de stabilité asymptotique<sup>λ</sup> locale des solutions de (3-34) ont été établies (Florian Dörfler 2013). Ces conditions dépendent des caractéristiques techniques et de la topologie du réseau électrique, ainsi que de la répartition des injections et soutirages d'électricité sur ce réseau : un système électrique gouverné par le système d'équations (3-34), atteindra naturellement un état d'équilibre si les phases de chaque machine restent dans un domaine « raisonnable » autour de leur position d'équilibre. Pour rappel l'équilibre du système électrique implique le synchronisme : toutes les machines fonctionnent alors à la même vitesse et la fréquence correspond à sa valeur de référence. Ainsi, si ces conditions sont vérifiées, le fonctionnement normal du système électrique, correspondant au synchronisme, finira toujours par être rétabli suite à un aléa. Une des conditions proposées dans (Florian Dörfler 2013) s'exprime de la manière suivante<sup>λ</sup> :

≙ Sur cette figure chaque couleur représente un oscillateur.

≙ Partant de la même condition initiale (  $\theta_0, \dot{\theta}_0$  ), les deux systèmes convergent vers la même condition finale (  $\theta_\infty, 0$  ). Les deux systèmes sont dits topologiquement conjugués.

≙ Un point d'équilibre  $\mathbf{0}$  d'un système décrit par le vecteur d'état  $\mathbf{x}$  soumis à l'équation différentielle  $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, t)$ , est asymptotiquement stable s'il est stable et que :

$$\exists r > 0 \text{ tel que } \|\mathbf{x}(0)\| < r \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} \mathbf{x}(t) \rightarrow \mathbf{0}$$

≙ Plusieurs conditions, plus ou moins générales, ont été étudiées par Dörfler et Bullo pour l'étude de la stabilité des équations associées au couplage d'oscillateurs sur un graphe. Ces conditions dépendent des caractéristiques des graphes ainsi que des oscillateurs étudiés. Nous avons retenu ici la condition la plus précise

$$(3-35) \quad \lambda_2(L_{G,w}) \geq \|P\|_{\infty, A_G} = \max_{(i,j) \in A_G} |P_i - P_j|$$

Avec  $G$  le graphe pondéré associé au réseau étudié. Les nœuds du graphe, sont alors les postes de transformation, et les arêtes, les lignes du réseau électrique considéré. Les coefficients de pondération correspondent aux coefficients de couplage  $C_{ij}$  dont l'expression est donnée par l'équation (3-30) ;

$L_{G,w}$  est la matrice Laplacienne pondérée associée au graphe  $G$  dont la seconde plus petite valeur propre, notée  $\lambda_2(L_{G,w})$  ou simplement  $\lambda_2(G,w)$ , est appelée la connectivité algébrique du graphe (Fiedler 1973) ;

$A_G$  est l'ensemble des arêtes du graphe  $G$  ;

$i$  et  $j$  sont les nœuds du graphe et  $(i,j)$  l'arête reliant  $i$  et  $j$  ;

Enfin,  $P_i$  correspond alors à la production nette au nœud  $i$ , c'est-à-dire à la somme de toutes les productions injectées sur ce nœud moins la somme de tous les consommations soutirées de ce nœud. Si  $P_i > 0$ , le nœud  $i$  est globalement producteur, alors que si  $P_i < 0$ , le nœud est globalement consommateur.

La condition (3-35) s'interprète comme la compétition entre, d'une part, le couplage réalisé par le réseau électrique qui tend à aligner les vitesses de rotation des différentes machines qui y sont connectées avec la fréquence synchrone et, d'autre part, l'hétérogénéité des productions nettes entre nœuds adjacents : plus l'écart entre les productions nettes de deux nœuds adjacents est élevé, plus les flux d'électricité devant être échangés sur le réseau le sont également, nécessitant alors un réseau plus « solide », c'est-à-dire mieux maillé et/ou dont les lignes électriques peuvent transporter plus d'électricité (par exemple en augmentant la tension<sup>5</sup>). Intuitivement, lorsque production et consommation locales ne sont pas équilibrées il sera nécessaire de dimensionner le réseau électrique de manière à faire face aux flux nécessaires pour compenser ce déséquilibre.

Autrement dit, cette condition traduit le nécessaire dimensionnement du réseau électrique pour éviter les congestions, c'est-à-dire pour que les échanges d'électricité entre nœuds du réseau puissent se faire sans que les lignes n'atteignent leur capacité limite de transmission. Il s'agit d'aller au-delà de l'hypothèse « plaque de cuivre »<sup>λ</sup> considérée dans (Drouineau 2011) pour représenter le réseau électrique. Si la condition (3-35) est vérifiée, alors le réseau est suffisamment dimensionné, tout se passe donc comme s'il s'agissait d'une plaque de cuivre. A l'inverse, si elle n'est pas vérifiée, la différence entre le membre de droite et le membre de gauche de l'équation permet de quantifier l'écart entre le réseau réel et la plaque de cuivre.

---

proposée par les auteurs. Cette condition ne s'applique pas à l'ensemble des graphes et est seulement locale (alors que d'autres conditions plus contraignantes constituent des conditions globales de stabilité), mais semble bien adaptée à l'étude des systèmes électriques (Florian Dörfler 2013, sect. 5.3 et 5.4).

<sup>5</sup> Ainsi, une ligne en 400 kV peut transporter plus qu'une ligne de niveau de tension inférieur et donc participer davantage au couplage entre les machines connectées sur le réseau. Elle est plus efficace pour faire augmenter la connectivité algébrique  $\lambda_2$  et donc la capacité du système électrique à revenir spontanément au synchronisme suite à un aléa.

<sup>λ</sup> Cette hypothèse consiste à considérer que le réseau est toujours suffisamment dimensionné pour transporter l'électricité, *quelle que soit* la quantité à transporter.

### 3-B.6. Calcul de l'indicateur de synchronisme

L'avantage de la condition (3-35) est qu'elle ne nécessite pas de résoudre les équations propres à la dynamique du système électrique pour l'étude de sa stabilité. Il est possible de l'évaluer simplement par la connaissance de la topologie du système électrique, certaines caractéristiques techniques des lignes (équation (3-30)) et la répartition des consommations et productions sur le réseau. La dynamique propre à chaque machine est par contre perdue : on ne peut plus dire comment et par quel chemin elles parviennent à revenir ou pas au synchronisme, ni en combien de temps<sup>λ</sup>. Toutefois, ces considérations n'ont pas d'importance pour l'analyse prospective : ce qui est essentiel pour l'étude de l'évolution sur le long terme des systèmes électriques c'est de pouvoir caractériser si telle évolution détériore, conserve ou améliore la capacité globale du système électrique à faire face à des aléas, c'est-à-dire sa stabilité.

Cette condition nous permet donc de construire un indicateur de la stabilité d'un système électrique, c'est-à-dire de sa capacité à revenir au synchronisme suite à une perturbation locale de ce synchronisme. Dans toute la suite de ce document cet indicateur sera nommé *indicateur de synchronisme* :

$$(3-36) \quad H_{syn} = \frac{\lambda_2(L_{G,w})}{\max_{(i,j) \in A_G} |P_i - P_j|}$$

D'après (3-35), lorsque  $H_{syn} > 1$ , le système électrique représenté par le graphe pondéré  $G$  est stable.

Le numérateur de l'indicateur de synchronisme fait intervenir la connectivité algébrique du graphe pondéré sous-jacent au réseau électrique étudié. Nous proposons ici deux manières de la calculer :

- S'il est possible de connaître le type et la longueur des lignes constituant le réseau étudié, la connectivité algébrique pourra être calculée directement en extrayant les valeurs propres de la matrice des termes de couplage  $C_{ij}$  (équation (3-30)). Ces termes de couplage dépendent de la tension et de la susceptance de la ligne reliant le nœud  $i$  au nœud  $j$ . Dans la littérature sont plutôt données les réactances linéiques des lignes électriques, réactance qui dépend du niveau de tension et du caractère aérien ou enterré de la ligne. Ainsi on aura :

$$(3-37) \quad C_{i,j} = \frac{U_{i,j}^2}{l_{i,j} x_{i,j}}$$

Avec :

$U_{ij}$  tension de la ligne entre  $i$  et  $j$  ;

$l_{ij}$  longueur de la ligne ;

$x_{ij}$  admittance linéique de la ligne.

---

<sup>λ</sup> On le voit bien au travers l'exemple de la Figure 3-53 : les oscillateurs régis par le modèle de Kuramoto du 1<sup>er</sup> ordre n'ont pas la même dynamique que ceux régis par celui du 2<sup>nd</sup> ordre.

- Dans le cas où il est difficile de connaître exactement la longueur de chaque ligne, un calcul approché peut être effectué en considérant une longueur moyenne de ligne. En supposant notamment que la tension est la même sur l'ensemble du réseau étudié et que les lignes sont toutes aériennes<sup>λ</sup>, il est possible d'étudier séparément la topologie du réseau électrique et ses caractéristiques techniques en écrivant :

$$(3-38) \quad \lambda_2(L_{G,w}) = \lambda_2(L_G) \times \acute{C}$$

Où  $\lambda_2(L_G)$  est la connectivité algébrique du graphe  $G$  non-pondéré, c'est-à-dire en comptant un poids unitaire pour chaque arête du graphe ;

$\acute{C}$  est le couplage moyen du graphe et s'exprime de la manière suivante :

$$(3-39) \quad \acute{C} = \frac{U^2}{\acute{I}\acute{X}}$$

Avec  $U$ , la tension du réseau étudié;

$\acute{I}$  , la longueur moyenne des lignes du réseau ;

$\acute{X}$  , l'admittance linéique moyenne du réseau.

Notons que dans cette approche il est également possible de considérer un réseau électrique comportant plusieurs niveaux de tension. Les équations (3-38) et (3-39) restent alors valables, c'est le calcul de la Laplacienne du graphe non-pondéré qui sera modifié de la manière suivante :

$$(3-40) \quad L_{G,U_{ref},eq} = L_{G,U_{ref}} + \alpha_{U_{bis} \rightarrow U_{ref}} L_{G,U_{bis}}$$

Où  $L_{G,U_{ref},eq}$  est la matrice Laplacienne équivalente du graphe  $G$  au niveau de tension  $U_{ref}$  ;

$L_{G,U_{ref}}$  , la matrice Laplacienne du graphe  $G$  restreint aux lignes de tension  $U_{ref}$  ;

$L_{G,U_{bis}}$  , la matrice Laplacienne du graphe  $G$  restreint aux lignes de tension  $U_{bis}$  ;

$\alpha_{U_{bis} \rightarrow U_{ref}}$  , un coefficient de conversion pour exprimer la force de couplage d'une ligne de tension  $U_{bis}$  en une ligne de tension  $U_{ref}$ . En utilisant (3-38) et (3-39) (avec les grandeurs  $U$ ,  $\acute{I}$  et  $\acute{X}$  exprimés pour la tension  $U_{ref}$ ), ce coefficient s'exprime de la manière suivante :

---

<sup>λ</sup> Ce qui est le cas aujourd'hui par exemple sur le réseau français 400 kV.

$$(3-41) \quad \alpha_{U_{bis} \rightarrow U_{ref}} = \frac{C'_{bis}}{C'_{ref}} = \frac{U_{bis}^2}{U_{ref}^2} \times \frac{I'_{ref} X'_{ref}}{I'_{bis} X'_{bis}}$$

Pour calculer le dénominateur de l'indicateur de synchronisme, il est nécessaire de disposer des productions et consommations en chaque nœud du réseau étudié pour chaque pas de temps considéré dans le modèle. Selon le niveau de détail des données disponibles (  $L_{G,w}$  ou  $L_G$  et  $\hat{C}$  ), il faudra éventuellement agréger ou désagréger ces données pour les adapter à la représentation du réseau électrique. A partir des productions et consommations à chaque nœud, il suffit d'effectuer la différence pour obtenir la production nette à chaque nœud puis de calculer toutes les écarts entre les productions nettes de chaque paire de nœuds adjacents pour déterminer l'écart maximal à chaque pas de temps.

A l'issue de cette partie, nous disposons d'un indicateur qui traduit la stabilité d'un système électrique, c'est-à-dire son aptitude à revenir spontanément au synchronisme suite à un aléa. Il a été montré qu'un système est stable lorsque la connectivité algébrique de son réseau domine les flux maximaux transitant sur les lignes électriques (Florian Dörfler 2013). Cet indicateur est calculable à partir d'une représentation spatialisée du réseau qui consiste à répartir les moyens de production et la consommation en un certain nombre de nœuds. Cette représentation peut être agrégée, c'est-à-dire qu'il n'est pas nécessaire de représenter exactement le positionnement de chaque centrale et de chaque consommateur. Il s'agit de conserver une description compatible avec la démarche prospective, limitant le nombre de données du modèle. La partie 3-D. de ce chapitre sera consacrée à la manière dont l'indicateur de synchronisme est calculé en post-traitement d'un modèle TIMES pour le système électrique français (présenté dans la partie 3-C.).

### 3-C. Un modèle TIMES pour le système électrique français

Avant de montrer comment les indicateurs introduits dans les parties 3-A. et 3-B. seront utilisés dans le cadre de l'exercice prospectif, nous présentons le modèle de prospective utilisé dans cette étude : un modèle de la famille TIMES décrivant le système électrique français.

#### 3-C.1. *Choix du modèle : un formalisme technologiquement riche et souple d'utilisation*

##### 3-C.1.a. *Un modèle « bottom-up »*

Il existe de nombreuses familles de modèles dédiées à l'analyse du long terme, reposant chacune sur des paradigmes de modélisation foncièrement différents (Assoumou 2006, chap. 2; Crassous 2008, chap. 1). Dans le cadre de ce travail, c'est la modélisation dite « bottom-up » ou « technologique » qui a été retenue. En effet, ces modèles sont bien adaptés à la représentation du secteur électrique et aux problématiques techniques que nous adressons : le système énergétique étudié y est représenté de manière détaillée, en distinguant chaque technologie de production suivant ses caractéristiques technico-économiques ; la description de la compétition entre ces technologies y est alors naturelle, privilégiant celles qui permettent de répondre aux objectifs fixés par le modélisateur au moindre coût. C'est précisément l'objet de notre étude puisqu'il s'agit d'envisager les évolutions possibles et plausibles du système électrique pour répondre à un ou des scénarios de demande et de pénétration du renouvelable, fixés de manière exogène (les objectifs).

Pour que l'analyse soit pertinente, il faut pouvoir explorer un grand nombre d'évolutions possibles. C'est tout l'intérêt de disposer d'un modèle technologiquement riche représentatif des solutions envisageables pour la production d'électricité, et de disposer d'un critère de choix parmi ces solutions ne présupposant pas lesquelles seront effectivement retenues. La minimisation du coût total actualisé constitue ici ce critère. Il ne s'agit pas alors de prétendre que la solution proposée est la meilleure, mais qu'au vu de l'ensemble des contraintes et des différentes hypothèses fixées par le modélisateur, elle est celle qui conduirait au moindre coût pour un planificateur centralisé omniscient. Cela conduit automatiquement à deux observations : toute contrainte supplémentaire, par exemple un objectif politique de réduction des émissions ou de pénétration de telle technologie, conduira nécessairement à réduire l'espace des solutions et donc à conserver ou augmenter le coût de la solution finalement proposée ; et l'absence de solution signifie que les contraintes fixées par le modélisateur ne peuvent être respectées en l'état.

##### 3-C.1.b. *Le formalisme TIMES*

Parmi les différentes familles de modèles de type « bottom-up » s'appuyant sur un paradigme d'optimisation économique, TIMES<sup>2</sup> offre un certain nombre d'avantages que nous récapitulons ci-dessous (Assoumou 2006, 34) :

- Une grande souplesse d'utilisation avec la possibilité de construire un modèle à la maille géographique, temporelle et technologique souhaitée : des modèles avec un ou plusieurs ensembles géographiques, à l'échelle d'une ville, d'une région, d'un pays ou du monde entier ; des modèles rétrospectifs ou prospectifs, sur une période définie par le modélisateur et subdivisée en sous-périodes de tailles hétérogènes, chaque sous-période étant elle-même découpée en un nombre arbitraire de plages temporelles (saisonniers, journalières et horaires),

---

<sup>2</sup> The Integrated MARKAL-EFOM System

appelées les « timeslices » (TS)<sup>λ</sup> ; enfin, des modèles, portant sur un secteur en particulier ou intégrant l'ensemble de la chaîne énergétique, pouvant comporter des milliers de technologies, les « process », chacun consommant et/ou produisant une ou plusieurs « commodités<sup>λ</sup> ». Notons que partant d'un modèle de la famille TIMES il est aisé de le faire évoluer en y ajoutant ou supprimant des technologies, voire des régions, en changeant l'horizon temporel ou encore le nombre de TS.

- Le générateur de modèles TIMES a été développé dans les années 2000 dans le cadre du programme ETSAP<sup>λ</sup> de l'AIE pour succéder au formalisme MARKAL<sup>λ</sup>, créé au début des années 1980 (Fishbone et Abilock 1981b). Il dispose de l'appui d'une vaste communauté scientifique et d'un important retour d'expérience, qui en fait aujourd'hui le modèle d'optimisation bottom-up le plus utilisé (Crassous 2008, 52). De plus, la communauté ETSAP est toujours très active, se réunissant deux fois par an pour échanger aussi bien sur des résultats de modélisation que sur l'évolution des possibilités de modélisation offertes aux utilisateurs. TIMES est donc un outil évolutif, en prise avec les enjeux de modélisation actuels.
- Enfin, le modèle TIMES développé pour le secteur électrique français dans (Assoumou 2006) semble être un point de départ pertinent pour notre sujet d'étude.

Ayant motivé le choix d'un modèle d'optimisation technologique de la famille TIMES, nous allons maintenant esquisser les grands principes sur lesquels repose la modélisation sous ce formalisme.

### 3-C.2. Les grands principes de la modélisation TIMES

#### 3-C.2.a. Structure d'un modèle TIMES

Le formalisme des modèles TIMES repose sur la représentation d'un « Système Energétique de Référence » (SER) qui définit le périmètre technologique de chaque modèle. Il s'agit d'une chaîne linéaire de technologies qui en sont les briques élémentaires, liées entre elles par des flux d'énergie ou de matière. Ces technologies et ces flux sont décrits par des paramètres technico-économiques et assujettis à des contraintes de nature diverse (politique, juridique, environnementale, sociétale, technique...). La Figure 3-54 propose une description schématique d'un SER typique d'un modèle TIMES fictif, illustrant également les données d'entrée et les paramètres de sortie de ces modèles.

---

≡ Notons que cette représentation par TS entraîne la perte de la chronologie des plages temporelles infra-annuelles. En effet, le modélisateur va calculer des demandes et des disponibilités moyennes sur chacune de ces TS à partir de données plus précises dont il dispose, puis le modèle va résoudre simultanément le problème d'optimisation sur chacune des TS. Pour prendre un exemple, soit une TS représentant la plage horaire 12h-19h pour les jours ouvrés du mois de janvier. Ce qui compte pour le modèle est la valeur de la demande moyenne (fournie de manière exogène par le modélisateur) associée à cette TS et le fait qu'elle corresponde à  $(5/7) \times 31 \times 7 = 310$  heures, soit environ 3,5% de la durée d'une année. Mais il n'est plus possible d'affirmer que cette TS précède celle correspondant à la plage horaire 19h-20h des jours ouvrés du même mois, puisque dans ces TS l'information de la journée du mois est perdue.

≡ Les commodités peuvent être des flux énergétiques, des matières premières, des émissions de polluants ou encore des services (des km.passagers par exemple).

≡ Energy Technology Systems Analysis Program (<http://iea-etsap.org/>)

≡ MARKet ALlocation

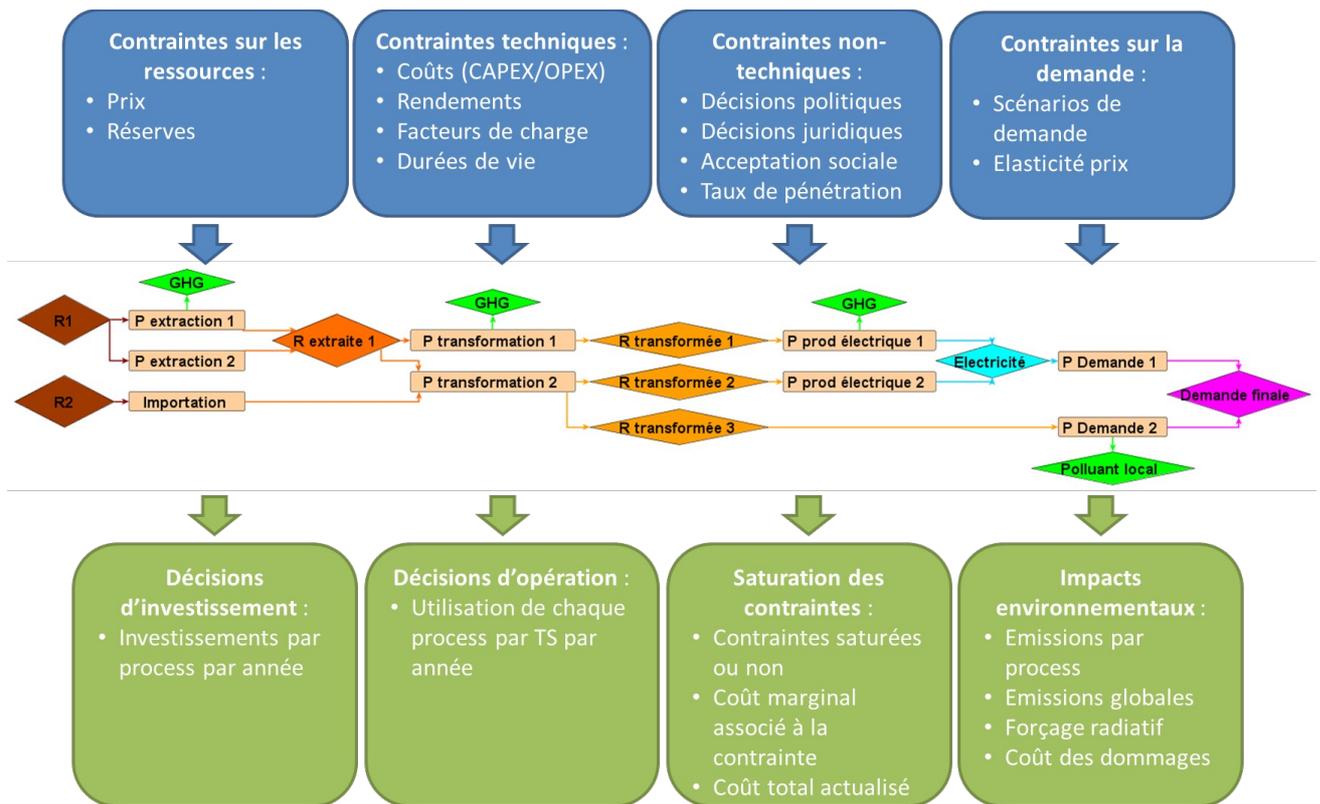


Figure 3-54 : Schéma descriptif de la structure des modèles TIMES sur un SER fictif (Postic 2015, fig. 3.6).<sup>λ</sup>

### 3-C.2.b. Un problème d'optimisation linéaire

Chaque modèle TIMES traduit la représentation unique d'un système énergétique et de ses évolutions au travers d'un SER, d'hypothèses particulières d'évolution de la demande, de caractéristiques technico-économiques des technologies, de prix des ressources, ou encore des contraintes traduisant les interactions entre ce SER et son environnement politique, juridique, économique, social etc. Toutefois tous les modèles TIMES reposent sur un formalisme commun qui permet la traduction de ces hypothèses en un *problème d'optimisation linéaire* à travers un grand nombre d'équations, de variables et de paramètres. L'ensemble de ce formalisme est décrit dans la documentation de TIMES (Loulou et al. 2005), nous en proposons ici une description synthétique en transcrivant les équations principales sous une version simplifiée.

Tout d'abord, rappelons la forme générique des problèmes d'optimisation linéaire. Il s'agit de minimiser une fonction objectif donnée, en respectant un ensemble de contraintes :

$$(3-42) \quad \min_{\{X_i\}} \left( \sum_i c_i X_i \right)$$

<sup>λ</sup> Sur cette figure R désigne des ressources et P des process.

$$(3-43) \quad \forall i, X_i \geq 0 \text{ et } \forall j, \sum_i a_{ij} X_i \leq b_j$$

Où les  $X_i$  sont les variables de décision du modèle et  $c_i$ , les coefficients de la fonction objectif ;  $a_{ij}$  et  $b_j$  sont les paramètres associés aux contraintes.

### 3-C.2.c. Des modèles pilotés par la demande

La première contrainte des modèles TIMES traduit la satisfaction de la demande d'un certain nombre de services énergétiques, déterminée de manière exogène par le modélisateur pour chaque plage temporelle de chaque période. Les modèles sont donc *pilotés par la demande*, car cette contrainte de satisfaction force un niveau minimal de production. Cette contrainte s'écrit :

$$(3-44) \quad \forall (c, t, s, r) \in \{C, T, S, R\}, \prod (c, t, s, r) + Imp(c, t, s, r) - ex$$

Où  $C$  l'ensemble des commodités,  $T$  représente l'ensemble des périodes du modèle,  $S$  l'ensemble des tranches horaires et  $R$  l'ensemble des régions;

$Prod(c, t, s, r)$  est la production totale de la commodité  $c$  durant la période  $t$ , la TS  $s$ , dans la région  $r$  ;

$Imp(c, t, s, r)$  représente les importations de la commodité  $c$  durant la période  $t$ , la TS  $s$ , depuis la région  $r$  ;

$Exp(c, t, s, r)$  représente les exportations de la commodité  $c$  durant la période  $t$ , la TS  $s$ , vers la région  $r$  ;

$Cons(c, t, s, r)$  est la consommation totale de la commodité  $c$  durant la période  $t$ , la TS  $s$ , dans la région  $r$ .

Notons que dans un modèle avec une seule région, des échanges sont autorisés avec une région représentant le reste du monde, non explicitement représentée par le modélisateur. C'est d'ailleurs ainsi que se modélise l'extraction de ressources non présentes sur le territoire de la région modélisée.

### 3-C.2.d. Relation entre la capacité installée des process et leur activité

Il faut maintenant relier les capacités des technologies aux flux entrants et sortants de ces technologies. L'équation (3-45) décrit la production d'un process à partir de sa capacité installée, d'un facteur de conversion et de son taux d'utilisation, et l'équation (3-46) le lien entre production et consommation d'un process selon son rendement.

$$(3-45) \quad \forall (p, v, c, t, s, r) \in \{P, V_p, C_{p, out}, T, S, R\},$$

$$\prod (p, v, c, t, s, r) = Cap(p, v, t, r) \times Conv(p) \times FC(p, v, t, s)$$

$$(3-46) \quad \begin{array}{c} p, \in \dot{i}, T, S, R \\ P, V_p, C_i \\ \dot{i} \\ \forall (p, v, c, t, s, r) \in \dot{i} \end{array}$$

Où  $V_p$  l'ensemble de ses années possibles d'installation (les « vintages ») du process  $p$ ,  $C_{p,out}$  représente l'ensemble des commodités de sortie du process  $p$  et  $C_{p,in}$  l'ensemble de ses commodités d'entrée ;

$Prod(p,v,c,t,s,r)$  (resp.  $Cons(p,v,c,t,s,r)$ ) est la production (resp. la consommation) de la commodité de sortie (resp. de la commodité d'entrée)  $c$  durant la TS  $s$  de la période  $t$  dans la région  $r$  par la version du process  $p$  installée l'année  $v$  ;

$Prod(p,v,t,s,r)$  est la production totale de la version du process  $p$  installée l'année  $v$  durant la TS  $s$  de la période  $t$  dans la région  $r$  (c'est-à-dire la somme des productions de toutes les commodités de sortie de ce process) ;

$Cap(p,v,t,r)$  est la capacité installée de la version du process  $p$  installée l'année  $v$  à la période  $t$  dans la région  $r$  ;

$Conv(p)$  est un facteur de conversion pour transformer l'unité utilisée pour décrire la capacité du process  $p$  en celle utilisée pour décrire l'activité de ce process<sup>λ</sup>, c'est-à-dire la production des commodités de sortie ;

$FC(p,v,t,s,r)$  est le facteur de charge de la version du process  $p$  installée l'année  $v$  pour la période  $t$ , la TS  $s$  et dans la région  $r$  ;

$RPC(p,v,c,t,r)$  (resp.  $RCC(p,v,c,t,r)$ ) est le ratio de la production (resp. de la consommation) de la commodité  $c$  par la version du process  $p$  installée l'année  $v$ , par la production totale (resp. de la consommation totale) de ce process, pour la période  $t$  dans la région  $r$  (lorsque le process  $p$  a plusieurs commodités de sortie, resp. d'entrée) ;

$\eta(p, v, r)$  est le rendement de la version du process  $p$  installée l'année  $v$  dans la région  $r$ .

### 3-C.2.e. Cohérence temporelle du modèle

TIMES réalise une optimisation intertemporelle déterministe en horizon. Cela correspond à une *hypothèse de prévision parfaite des prix et de la demande*, permettant d'aboutir à un optimum global<sup>λ</sup>. La chronologie des périodes est respectée en considérant l'évolution des capacités de chaque process suivant leur durée de vie :

$$(3-47) \quad \begin{array}{l} \forall (p, t, r) \in \{P, T, R\}, \\ Cap(p, t, r) = Resid(p, t, r) + \sum_{t-t' < DV(p)} NCap(p, t', r) \end{array}$$

Où  $Cap(p,t,r)$  est la capacité installée du process  $p$  dans la région  $r$  la période  $t$  (c'est la somme sur toutes les années d'installation  $v$  du process  $p$  des  $Cap(p,v,t,r)$ ) ;

<sup>λ</sup> Par exemple, pour une centrale produisant de l'électricité, si sa capacité est exprimée en GW et son activité en PJ, le facteur de conversion vaut  $3\,600 \times 8\,760 / 1\,000\,000 = 31,536$  PJ/GW

<sup>λ</sup> Une option proposée dans TIMES permet de lever cette hypothèse en optimisant les périodes séquentiellement, il s'agit alors d'une optimisation dite « myope ».

$Resid(p,t,r)$  est la capacité résiduelle du process  $p$  dans la région  $r$ , encore en fonctionnement à la période  $t$  ;

$NCap(p,t',r)$  est la nouvelle capacité installée du process  $p$  dans la région  $r$  durant la période  $t'$  ;

$DV(p)$  est la durée de vie du process  $p$ .

### 3-C.2.f. Dimensionnement du parc de production

Les équations précédentes assurent un dimensionnement correct des technologies produisant les différentes commodités de manière à répondre aux demandes finales. Toutefois la granulométrie temporelle des modèles, nécessairement limitée (chapitre 2, partie 2-C.4.), ne permet pas de capter l'ensemble de la variabilité de certaines commodités, telles que l'électricité ou la chaleur. De plus, les modèles TIMES étant déterministes<sup>2</sup>, ils ne tiennent pas compte des aléas possibles sur la production (maintenance, pannes). Pour pallier ces limitations, il faut contraindre la capacité totale installée des technologies produisant certaines commodités à être supérieure à ce qu'elle serait pour ne répondre qu'aux plus fortes demandes de ces commodités. Ce « surdimensionnement » est traduit par l'équation dite « de pic » inhérente au formalisme TIMES :

$$(3-48) \quad \forall (c,t,r) \in \{C', T, R\}, \\ \sum_{p \in \prod(c)} \alpha(p,c,t,r) \prod(p,c,t, pointe, r) + Imp(c,t, pointe, r)$$

Où  $C'$  est l'ensemble des commodités nécessitant un surdimensionnement (typiquement l'électricité et la chaleur) ;

$Prod(c)$  est l'ensemble des process produisant la commodité  $c$  ;

$\alpha(p,c,t,r)$  est un coefficient traduisant la participation du process  $p$  à l'équation de pic de la commodité  $c$  à la période  $t$  pour la région  $r$  ;

l'indice « pointe » désigne la TS correspondant à la consommation maximale de la commodité  $c$

$\overline{\alpha}(c,t,r)$  est un facteur de surdimensionnement pour la commodité  $c$  pour la période  $t$  et la région  $r$ ,

appelé par la suite facteur de pic.

Cette contrainte est illustrée par la Figure 2-39 (chapitre 2).

### 3-C.2.g. Minimisation du coût total actualisé

L'ensemble des équations (3-44) à (3-48) confèrent un cadre cohérent pour représenter les liens entre les différentes composantes du SER des modèles TIMES, établissant d'une part un « chemin technique » depuis les ressources primaires jusqu'aux demandes finales, et d'autre part, un dimensionnement du système énergétique permettant de répondre à ces demandes. Le critère de sélection des technologies qui vont être effectivement construites et utilisées pour satisfaire ces

<sup>2</sup> TIMES comprend toutefois la possibilité de réaliser une optimisation stochastique, surtout adaptée pour évaluer une incertitude de long terme entre plusieurs scénarios (par exemple en ajoutant une probabilité d'adoption, ou non, d'un accord mondial sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>) (Loulou et Lehtila 2012).

contraintes, parmi la multitude de possibilités généralement offertes par les SER, repose sur la minimisation du coût total donné par la différence entre coûts et revenus actualisés :

$$(3-49) \quad \min(CTA) = \min_{[f_0]} \left( \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{y=1}^{N_t} (1+r)^{1-y}}{(1+r)^{N_t(t-1)}} \text{Coût}(t) \right)$$

$$(3-50) \quad \text{Coût}(t) = \text{Inv}(t) + \text{Dem}(t) + \text{Act}(t) + \text{Imp}(t) + \text{Comb}(t) + \text{Elas}(t)$$

Avec  $CTA$  le coût total actualisé sur l'ensemble de la période étudiée ;

$t$  l'indice des périodes et  $T$  le nombre de périodes, chaque période comprend  $N_t$  années et  $y$  est l'indice des années ;

$r$  est le taux d'actualisation considéré dans le modèle ;

$\text{Coût}(t)$  représente l'ensemble des coûts moins les revenus, payés à la période  $t$ .

Les coûts<sup>λ</sup> sont : les coûts d'investissement dans les nouvelles technologies installées ( $\text{Inv}$ ), les coûts de démantèlement des installations arrivées en fin de vie ( $\text{Dem}$ ), les coûts d'activité ( $\text{Act}$ ), fixes et variables, associés à l'opération et à la maintenance des actifs, les coûts d'importation des commodités ( $\text{Imp}$ ), les coûts de combustible ( $\text{Comb}$ ), les coûts liés à la perte de bien-être économique des agents du fait de l'éventuelle réduction des demandes considérées élastiques ( $\text{Elas}$ ) et des coûts liés aux taxes et subventions ( $\text{tax}$ ) ;

les sources de revenu sont : la récupération de la valeur des actifs qui ne sont pas arrivés en fin de vie à la fin de l'horizon temporel du modèle ( $\text{Recup}$ ), les revenus des exportations ( $\text{Exp}$ ) et la revente des commodités non utilisées des centrales arrivées en fin de vie ( $\text{Recyc}$ ).

### 3-C.2.h. Variables de décision

Les variables de décision associées au problème d'optimisation des modèles TIMES, et dont les valeurs constituent les résultats de la résolution de ce problème par le solveur<sup>λ</sup> sont alors :

- Les décisions d'investissement dans les nouvelles capacités pour chaque région et chaque période du modèle  $\text{NCAP}(p,t,r)$  ;
- La consommation et la production des commodités par les différents process dans chaque région, à chaque pas de temps de chaque période  $\text{Cons/Prod}(p,v,c,t,s,r)$  ;
- Les échanges de commodités entre les différentes régions du modèle à chaque pas de temps de chaque période  $\text{Imp/Exp}(c,t,s,r)$ .

Ayant posé le formalisme général des modèles TIMES et décrit les équations principales de ces modèles, nous allons maintenant présenter plus en détail le modèle particulier utilisé dans ce travail.

≡ Notons que l'ensemble des coûts et revenus listés ici ne sont pas systématiquement représentés dans les modèles TIMES. C'est au modélisateur de choisir ceux qui lui semblent pertinents pour la question traitée.

≡ Par exemple l'algorithme CPLEX d'IBM, qui est le solveur par défaut des modèles TIMES.

### 3-C.3. *Présentation du modèle TIMES France pour le secteur électrique*

#### 3-C.3.a. *Périmètre technologique et géographique du modèle*

Le modèle utilisé dans ce travail de thèse, a initialement été développé dans le cadre de la thèse d'Edi Assoumou (Assoumou 2006). Il consiste en la représentation du secteur électrique sur le périmètre géographique de la France continentale<sup>λ</sup> et est appelé dans toute la suite de ce document le modèle TIMES-FR-ELC. L'objectif de ce modèle était de proposer un cadre d'analyse cohérent et transparent pour éclairer les choix de long terme concernant l'évolution du système électrique français. Les questions posées concernaient alors le rôle des différentes technologies de production dans un secteur électrique libéralisé et sujet à des politiques environnementales plus ou moins contraignantes, l'évolution de la demande électrique du fait de l'essor de programmes et de technologies d'efficacité énergétique et de la compétition entre le vecteur électrique et les autres vecteurs énergétiques. Il a ensuite été décliné pour évaluer les options de sortie du nucléaire (Maïzi et Assoumou 2011; Maïzi et Assoumou 2014).

Nous constatons que ces questions de prospective sont toujours d'actualité environ dix ans plus tard. Il est aujourd'hui intéressant de les poser à nouveau au vu des évolutions constatées du parc de production, notamment l'essor récent du renouvelable et la baisse des coûts d'investissement associés, les nouveaux scénarios de demande envisagés après le ralentissement de sa croissance ces dernières années, et des lois récentes qui concernent le secteur électrique français (chapitre 1, partie 1-A.2.). Toutefois le travail proposé dans (Assoumou 2006) avait, entre autre, pour vocation d'étudier le système électrique au sein du reste du système énergétique. Un tel périmètre technologique ne nécessite pas une description aussi précise du fonctionnement du système électrique que lorsque ce dernier est étudié seul. C'est pourquoi aux questions précédentes, nous en ajoutons de nouvelles qui concernent l'évolution de la fiabilité du système électrique pour des choix techniques et politiques contrastés.

Nous allons montrer dans cette partie les évolutions introduites dans le modèle afin d'affiner la modélisation du renouvelable variable et ainsi pouvoir construire des scénarios comprenant une forte pénétration du renouvelable<sup>λ</sup>.

#### 3-C.3.b. *Périmètre temporel du modèle*

Le modèle TIMES-FR-ELC initial explorait une période allant de 2000 à 2050. Afin de tenir compte des récentes évolutions du secteur électrique, nous l'avons recalibré avec une année de démarrage en 2012 en utilisant des données publiques fournies par RTE (RTE 2014c). Nous avons toutefois conservé un horizon temporel à 2050 car plusieurs lois et objectifs prennent cette année comme échéance, aussi ne semblait-il pas nécessaire dans le cadre de ce travail de recherche de proposer des scénarios à plus long terme.

La période 2012 – 2050 est alors découpée en 10 « sous-périodes » de durées inégales. Les premières sous-périodes ont une durée de 1 à 2 ans afin de représenter précisément les évolutions déjà constatées du système électrique, alors que les périodes à plus long terme, pour lesquelles les évolutions sont plus incertaines, ont une durée typique de 5 ans. Les résultats pour chaque scénario

---

<sup>λ</sup> France métropolitaine sans la Corse.

<sup>λ</sup> Jusqu'à 100% de renouvelable pour la production d'électricité.

sont alors donnés pour les années correspondant à la médiane de ces sous-périodes, soit dans notre modèle les années 2012, 2013, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 et 2050.

### *3-C.3.c. Découpage temporel et représentation du renouvelable variable*

Au sein de chaque sous-période, l'équilibre entre production et consommation (aux importations et exportations près) est réalisé sur un plus ou moins grand nombre de tranches horaires selon la précision que nécessitent les questions de prospective abordées. Les modèles propres au secteur électrique reposent généralement sur un découpage plus fin du fait de la nécessité d'équilibrer production et consommation en temps réel, et des fluctuations observées sur la demande et les productions fatales à toutes les échelles temporelles.

Notons que la granulométrie de ce découpage temporel peut être limitée par trois aspects :

- les temps de calcul sont bien entendu fonction du nombre de sous-périodes et tranches horaires du modèle et peuvent devenir prohibitifs pour un découpage très fin ;
- un découpage plus fin suppose de disposer de données à des pas de temps réduits, données qui ne sont pas toujours accessibles, notamment pour le long terme ;
- un découpage plus fin impose de prendre en compte des phénomènes qui étaient auparavant ignorés, par exemple les contraintes de « ramping », (c'est-à-dire les temps d'arrêt et de démarrage des groupes de production, voir chapitre 2, partie 2-A.4.a), ce qui complexifie encore le modèle et nécessite également de considérer de nouveaux paramètres dont l'évolution sur le long terme est mal connue.

Sur le long terme, il peut donc être plus pertinent d'étudier les tendances globales que de vouloir représenter les variations de la demande heure après heure. L'arbitrage entre représentation réaliste des systèmes électriques, temps de calcul et précision des données avaient conduit à opter pour le compromis d'un découpage en 72 tranches horaires représentant 6 saisons de 2 mois, un jour ouvré et un jour de weekend pour chaque saison et enfin 6 périodes horaires pour chaque journée type (Maizi et Assoumou 2011).

Afin de mieux représenter la production d'origine renouvelable variable, dont nous avons rappelé les spécificités dans les deux premiers chapitres (parties 1-B. et 2-B.), nous avons subdivisé la saison correspondant aux mois de janvier-février, initialement découpée en 12 TS, en 24 TS : les 12 initiales et 12 autres qui représentent une semaine fictive ayant également lieu durant les mois de janvier-février (donc avec une demande forte) et durant laquelle la production renouvelable variable serait particulièrement faible<sup>λ</sup>. Dans un scénario avec une forte pénétration du renouvelable, le système électrique sera donc particulièrement contraint durant cette période. Le modèle utilisé dans cette étude comporte donc 84 tranches horaires par période simulée (Figure 3-55).

---

<sup>λ</sup> Les productions solaires et éoliennes sont 3 fois plus faibles durant cette semaine que durant le reste des mois de janvier-février. Dans la suite de ce document cette période sera appelée « semaine contrainte » (dénommée « Cweek » sur les graphiques).

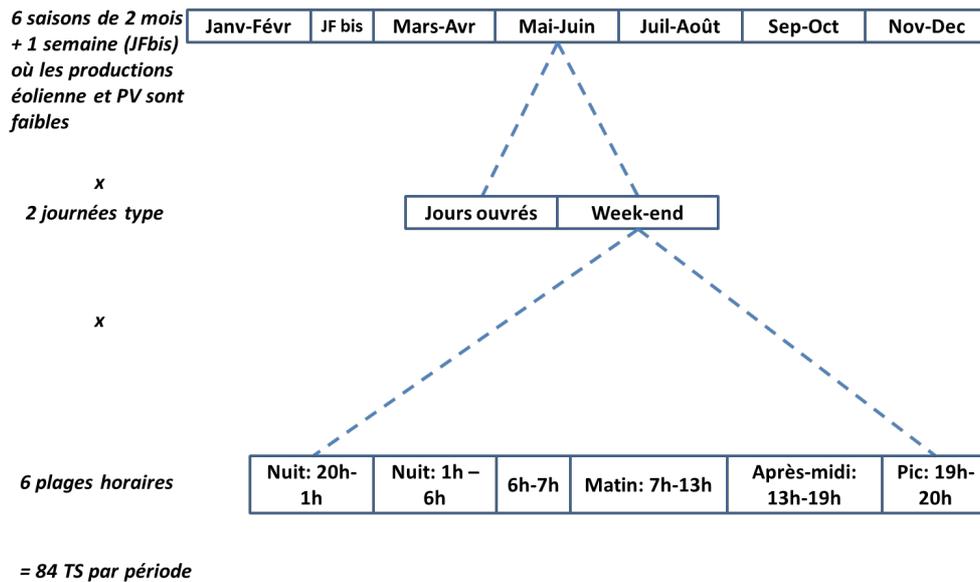


Figure 3-55 : Découpage temporel utilisé dans le modèle TIMES-FR-ELC.<sup>λ</sup>

Arrêtons-nous un instant sur l'intérêt d'un tel découpage temporel. Les productions renouvelables variables présentent des variations fortes à différentes échelles temporelles : saisonnière, hebdomadaire mais également infrajournalière comme en atteste la Figure 3-56 qui montre la production éolienne et photovoltaïque en France en 2012, avec un pas de temps d'une demi-heure.

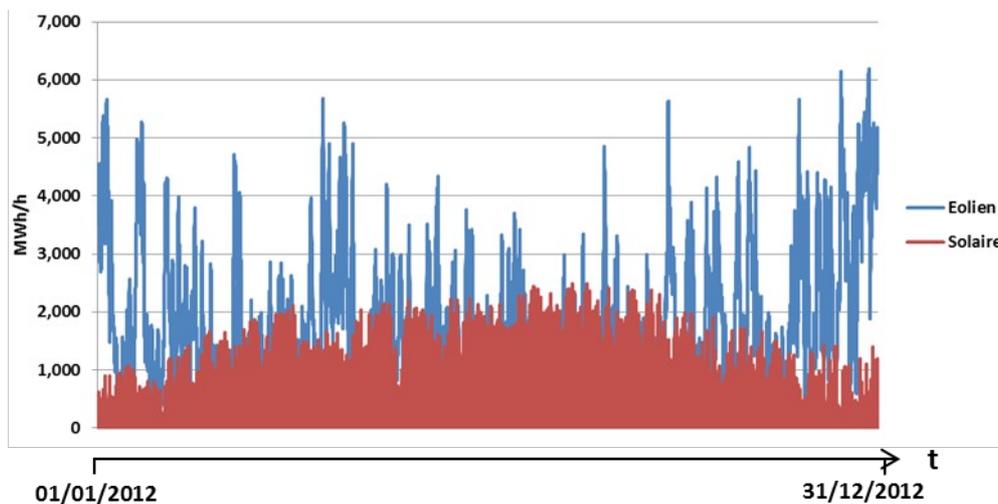


Figure 3-56 : Courbe de production de l'éolien et du solaire en France en 2012 (Réseau de Transport d'Electricité, s. d.)<sup>λ</sup>.

Or, la granulométrie temporelle de notre modèle a tendance à lisser ces variations (voir aussi Figure 3-65) ce qui risque de conduire à des dimensionnements peu réalistes du système électrique en cas de forte pénétration de ces sources d'énergie dans la production d'électricité. En effet, supposons que nous utilisons un modèle avec 72 tranches horaires telles que décrites ci-dessus pour analyser un scénario 100% renouvelable pour la production d'électricité, dans lequel la majeure partie de la

<sup>λ</sup> Chaque année simulée est donc subdivisée en 84 tranches horaires dites « timeslices » (TS).

<sup>λ</sup> L'échelle temporelle en abscisse ne permet pas de visualiser la production solaire nulle durant la nuit.

production serait assurée par l'éolien et le photovoltaïque. Du fait de leurs coûts marginaux nuls, le modèle aurait alors tendance à recourir dès que possible à ces moyens de production, dans la limite de leur facteur de charge. Ainsi, puisqu'il n'aura pas été prévu de situation où éolien et photovoltaïque verraient leur production chuter fortement, il ne serait pas nécessaire au modèle de prévoir l'installation de centrales supplémentaires ayant pour rôle de compléter ces productions en cas de ressources solaire ou éolienne insuffisantes.

Notons que pour rendre notre modèle plus réaliste vis-à-vis de telles situations il ne suffirait pas d'augmenter le nombre global de tranches horaires en multipliant par exemple le nombre de plages horaires par journée type et le nombre de journées types par saison. Il faudrait également réaliser une optimisation stochastique afin de prévoir une grande diversité de situations possibles de production et de demande qui présentent par nature une composante aléatoire. C'est ainsi que procède RTE pour réaliser son bilan prévisionnel à l'aide du logiciel Antarès (RTE 2014c; Brunet 2014). Ce n'est pas l'approche que nous avons retenue. Notre but n'est pas en effet d'étudier l'ensemble des réalisations imaginables mais plutôt de capter les éléments dimensionnants du système électrique et d'en proposer des évolutions compatibles avec ces réalisations.

Notre démarche consiste donc à déterminer une semaine représentant un cas défavorable pour la production renouvelable variable. Pour ce faire, nous avons calculé la production minimale observée sur une semaine glissante pour l'éolien et le photovoltaïque à partir des données de production à un pas de temps d'une demi-heure. Puis, en calculant les facteurs de charge moyens correspondant à cette semaine glissante, nous avons constaté que ceux-ci sont environ 3 fois plus faible que les facteurs de charge moyens respectifs de l'éolien et du photovoltaïque calculés sur toute l'année 2012<sup>λ</sup>. Nous avons alors considéré que le cas dimensionnant correspondait à une situation durant laquelle ces faibles facteurs de charge éolien et solaire, observés sur toute une semaine, seraient concomitants et surviendraient en même temps qu'un épisode de forte consommation, donc en hiver.<sup>λ</sup>

La Figure 3-57 montre la capacité totale installée dans deux scénarios 100% EnR à l'horizon 2050 : la courbe de gauche correspond au modèle avec le découpage temporel en 84 tranches horaires qui est celui utilisé dans ce travail, et à droite le même modèle mais avec un découpage temporel en 72 tranches horaires.

---

<sup>λ</sup> ≙ 23% pour l'éolien et 15% pour le photovoltaïque en France continentale en 2012.

<sup>λ</sup> ≙ Ce choix est bien sûr discutable. D'une part, il se pourrait que ce cas ne soit pas dimensionnant car il pourrait exister, certaines années, des semaines (ou des périodes plus courtes) où le facteur de charge moyen de l'éolien ou du photovoltaïque serait encore moindre. A l'inverse, il pourrait tout aussi bien conduire à un surdimensionnement du système électrique puisque les faibles facteurs de charge éolien et photovoltaïque ne se produisent pas nécessairement en même temps. En 2012 par exemple, en ce qui concerne la production photovoltaïque, la pire semaine a eu lieu début janvier alors que pour l'éolien elle a eu lieu début mars.

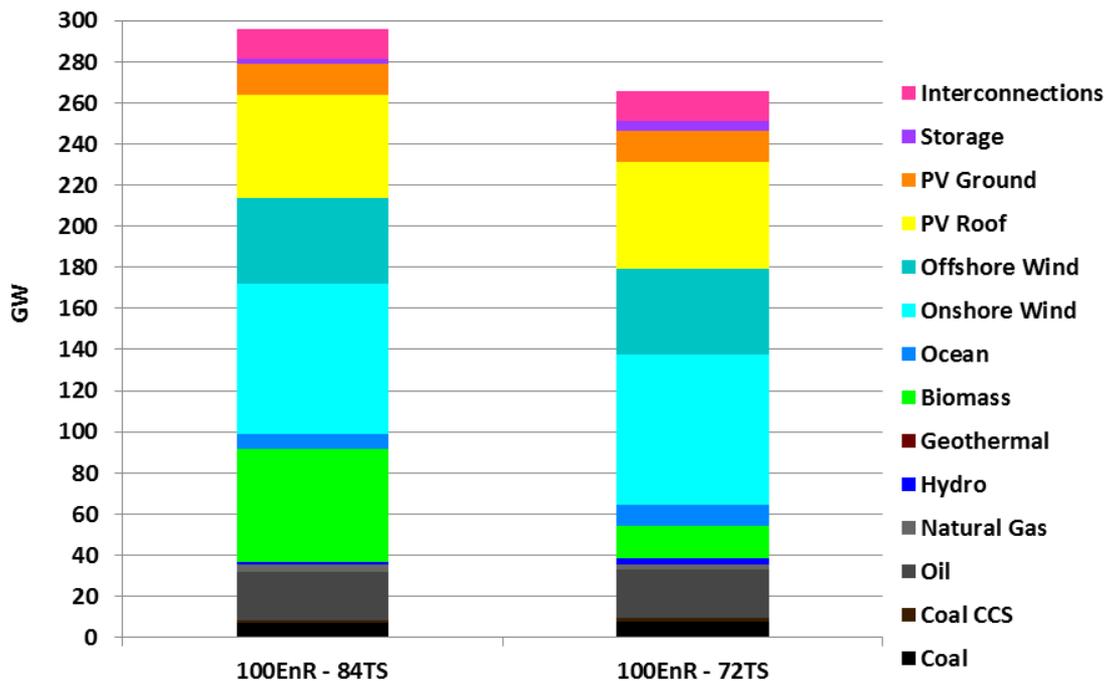


Figure 3-57 : Capacité totale installée entre 2013 et 2050 dans deux scénarios 100% renouvelable utilisant respectivement des découpages temporels de 84 et 72 TS.

Pour ce scénario, l'ajout de tranches horaires supplémentaires, représentant des périodes de faible production renouvelable variable et de forte consommation, a pour effet d'augmenter la capacité installée de 30 GW environ (soit plus de 10%) sur l'ensemble de la période considérée. Cette augmentation provient essentiellement de la nécessité d'installer de la biomasse (en vert sur la figure) qui sera pour la majeure partie utilisée pour compenser la baisse de production éolienne et photovoltaïque durant la semaine contrainte comme le montre la Figure 3-58 (période « Cweek » à gauche sur la figure). On vérifie donc que l'ajout d'une semaine contrainte, avec un seuil maximal de production pour le renouvelable variable, impacte fortement les résultats du modèle en termes de dimensionnement des capacités installées. Nous détaillerons ces résultats dans le chapitre 4.

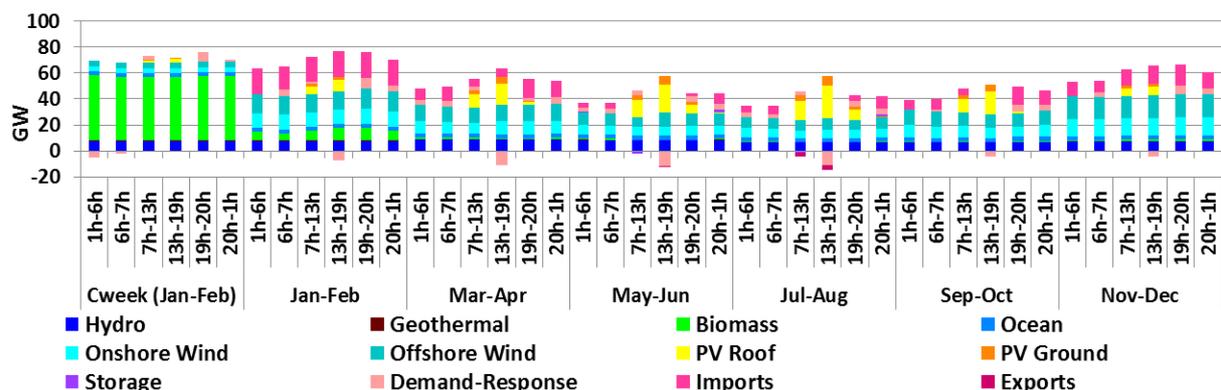


Figure 3-58 : Production par tranche horaire et par type de moyen de production en 2050 dans le scénario 100% EnR utilisant un découpage temporel de 84 tranches horaires<sup>λ</sup>.

<sup>λ</sup> La subdivision correspondant aux jours ouvrés et weekends n'est pas visible sur ce graphe car les productions ont été agrégées sur ces périodes.

### 3-C.4. Technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC

#### 3-C.4.a. Les moyens de production d'électricité

Le modèle TIMES-FR-ELC repose sur une représentation technologique détaillée du secteur électrique. Un grand nombre de centrales de production et de combustibles différents sont décrits dans le modèle. Pour chaque combustible représenté dans le modèle, les moyens de production sont désagrégés suivant la technologie employée pour convertir ce combustible en électricité (Tableau 3-1 et Tableau 3-2). Au total le modèle TIMES-FR-ELC comporte 28 technologies de production d'électricité pour le système électrique existant et 74 nouvelles technologies dans lesquelles il est possible d'investir pour répondre à la demande future. Notons que les process fonctionnant en cogénération produisent une commodité chaleur en plus de l'électricité. Cette chaleur peut alors être valorisée à un prix fixé par le modélisateur (Tableau 4-11, chapitre 4).

**Tableau 3-1 : Moyens de production d'électricité représentés dans le modèle TIMES-FR-ELC en fonction du type de combustible et de la technologie de conversion utilisés – Centrales thermiques.**

Technologies de Conversion	Combustibles									
	Gaz naturel	Charbon	Pétrole	Diesel	Gaz et déchets industriels	Biomasse solide	Biogaz	Déchets municipaux	Hydrogène	Uranium
Turbine à vapeur		X	X			X		X		X
Turbine à combustion	X			X						
Moteur à combustion interne				X			X			
Cycle combiné	X									
Gazéification Intégrée à Cycle Combiné		X				X				
Lit fluidisé circulant		X								
Technologie supercritique		X								
Pile à combustible <sup>1</sup>	X						X		X	
Turbine à vapeur avec cogénération		X				X		X		

<sup>1</sup> Dans le modèle TIMES-FR-ELC deux types de pile à combustible (PAC) sont représentés : celles à oxyde solide et celles à carbonate fondu. Pour plus de précisions sur ces technologies le lecteur pourra se reporter à (« Fuel Cell Today, the leading authority on fuel cells », s. d.).

Moteur à combustion interne avec cogénération	X		X		X	
Cycle combiné avec cogénération	X					
Gazéification Intégrée à Cycle Combiné avec cogénération				X		
Pile à Combustible avec cogénération	X				X	X

**Tableau 3-2 : Moyens de production d'électricité représentés dans le modèle TIMES-FR-ELC en fonction du type de combustible et de la technologie de conversion utilisés – Renouvelable.**

EnR	Hydraulique	Géothermie	Eolien	Solaire PV	Solaire TC <sup>λ</sup>	Energies marines
<b>Types de centrales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fil de l'eau</li> <li>Barrages</li> <li>STEPs</li> </ul>	1 seule technologie (géothermie profonde HDR <sup>λ</sup> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sur terre</li> <li>En mer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Au sol</li> <li>Sur toitures</li> </ul>	1 seule technologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hydrolien</li> <li>Marémoteur</li> <li>Houlomoteur</li> <li>Energie thermique des mers</li> </ul>

Le formalisme TIMES offre également la possibilité de moduler la flexibilité des process selon qu'il est plus ou moins aisé de faire varier leur production. Une turbine à gaz peut par exemple suivre les variations rapides de la courbe de charge, alors qu'une centrale nucléaire présente une capacité de suivi de la charge plus limitée<sup>λ</sup>. D'autres centrales ont des possibilités de modulation réduites car leur production est déterminée par la disponibilité des ressources (typiquement le renouvelable fatale) ou par les besoins de production de chaleur (centrales fonctionnant en cogénération). Concrètement la modulation de la flexibilité des centrales dans TIMES consiste à définir la granulométrie temporelle à laquelle la production d'une centrale peut varier : les centrales les plus flexibles peuvent ainsi faire varier leur production à l'échelle de la plage horaire, les autres à l'échelle de la saison, voire de l'année. Le Tableau 3-3 récapitule les hypothèses retenues dans le modèle TIMES-FR-ELC concernant la flexibilité des centrales de production d'électricité.

**Tableau 3-3 : Flexibilité des différentes centrales dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

Variation de la production à l'échelle de :	Types de centrales
---	--------------------

<sup>λ</sup> Solaire Thermodynamique à Concentration.

<sup>λ</sup> « Hot Dry Rock ».

<sup>λ</sup> Quoique les centrales nucléaires sont également utilisées pour effectuer du suivi de charge, notamment en France où la part du nucléaire est importante. De plus, le nucléaire participe à la réserve en fréquence avec des variations de l'ordre de 2% de la puissance nominale en 30 secondes dans le cadre de la réserve primaire, et de 5% de la puissance nominale en 30 minutes dans le cadre de la réserve secondaire. Les nouvelles centrales nucléaires installées en Europe doivent également pouvoir faire varier quotidiennement leur puissance entre 50% et 100% de la puissance nominale (Lokhov 2011).

<b>la plage horaire</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hydraulique de barrage<sup>λ</sup></li> <li>• Eolien<sup>λ</sup></li> <li>• Photovoltaïque<sup>193</sup></li> <li>• Centrales utilisant des combustibles fossiles</li> <li>• Centrales utilisant des combustibles issus de la biomasse</li> </ul>
<b>la saison</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nucléaire</li> <li>• Hydraulique au fil de l'eau<sup>192</sup></li> <li>• Energies marines<sup>193</sup></li> <li>• Cogénération</li> </ul>

Notons que les choix retenus dans le Tableau 3-3 doivent être interprétés à la lumière de la modélisation prospective : par exemple, le nucléaire pourrait tout aussi bien être modélisé comme un process capable de varier à la échelle de la journée<sup>191</sup>. Toutefois, puisque nous ne représentons pas les unités de production une à une mais qu'elles sont agrégées en un process unique pour chaque technologie, laisser au nucléaire la possibilité de varier à l'échelle de la journée pourrait conduire à des situations où la production nucléaire totale à l'échelle de la France passerait de 0% à 100% en quelques heures, ce qui n'est pas pertinent.

Notons également que si nous avons laissé l'éolien et le solaire varier à l'échelle de la journée alors que l'hydraulique au fil de l'eau ne peut varier qu'à l'échelle de la saison, c'est parce que nous avons considéré des facteurs de disponibilité à ces différentes échelles pour ces moyens de production (parties 3-C.5.b. et 3-C.5.c.). L'éolien et le photovoltaïque étant contraints par leur disponibilité à chaque pas de temps, ce ne sont donc pas des process plus flexibles que le fil de l'eau pour le modèle, malgré ce que le Tableau 3-3 peut laisser penser.

### 3-C.4.b. *Le stockage de l'électricité*

Les technologies de stockage font l'objet d'une recherche et d'un développement soutenus, notamment pour répondre à l'essor du renouvelable. Selon certaines études, ces technologies pourraient, dans un futur proche, représenter 10 à 15% de la capacité de production électrique aux Etats-Unis, en Europe, et encore plus au Japon contre environ 3% aujourd'hui (Chen et al. 2009). Dans une perspective d'étude des coûts et conséquences d'une pénétration conséquente du renouvelable dans la production électrique, et au vu des bénéfices estimés du stockage pour faciliter cette intégration (Yekini Suberu, Wazir Mustafa, et Bashir 2014), il semble pertinent d'introduire ces technologies dans un modèle de prospective portant sur le secteur électrique. L'apport des technologies de stockage pour l'intégration du renouvelable avait déjà été exploré dans de précédents travaux du Centre de Mathématiques Appliquées dans le cas de l'île de la Réunion (Bouckaert 2013). Il avait alors été montré que ces technologies pouvaient contribuer à limiter la hausse de capacité installée concomitante à la pénétration du renouvelable, tout en conservant un niveau acceptable de fiabilité du système électrique (Bouckaert et al. 2014).

Aux stations de transfert et de pompage, déjà présentes dans le modèle initial, d'autres technologies de stockage ont donc été ajoutées : volants d'inertie, batteries (lithium-ion, sodium-soufre, plomb-acide, vanadium redox), super capacités et stockage à air comprimé adiabatique (AA-CAES).

≡ Contraint par des facteurs de charge saisonniers

≡ Contraint par des facteurs de charge à l'échelle de chaque TS

L'utilisation de ces technologies de stockage est conditionnée par leur temps de décharge ainsi que par leur puissance unitaire (Figure 3-59).

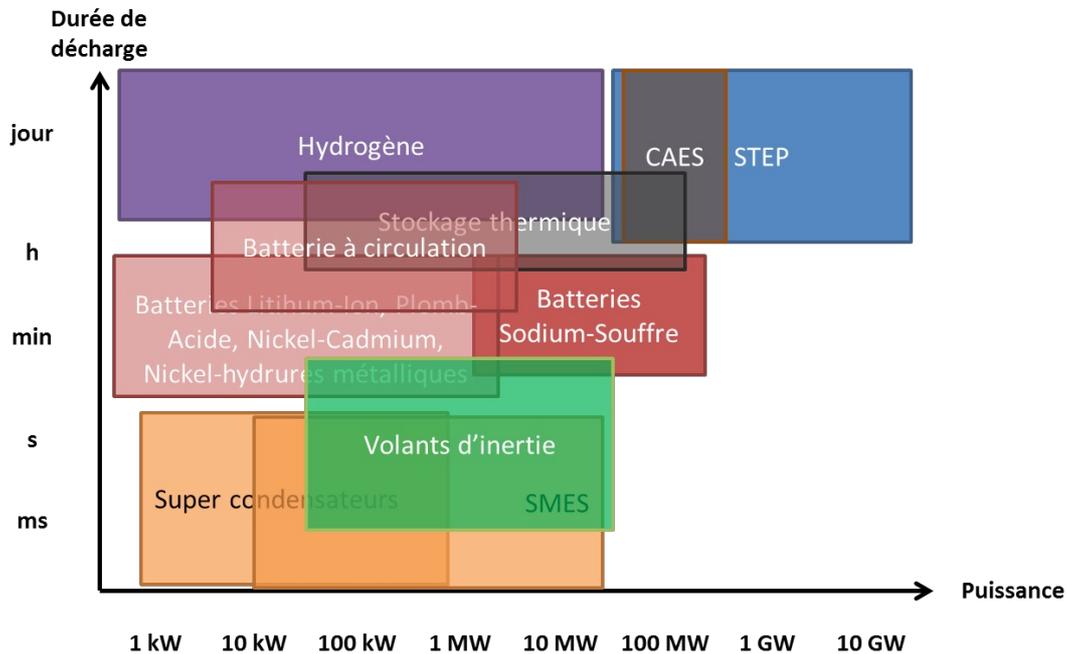


Figure 3-59 : Puissance type et temps de décharge des différentes technologies de stockage (Enea Consulting 2012; Guerassimoff et Maïzi 2012).

Parmi les technologies de stockage représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC, seules les STEP et les AA-CAES peuvent être utilisées « en énergie », c'est-à-dire être chargées durant une tranche horaire où l'équilibre offre-demande est peu tendu, et délivrer de l'électricité pendant une autre tranche horaire. Les autres technologies ont en effet des durées de charge et décharge trop courtes pour être utilisées de cette manière dans notre modèle (où les pas de temps représentés sont tous supérieurs à une heure, voir Figure 3-55). Elles peuvent néanmoins être utilisées pour contribuer au facteur de pic décrit par l'équation (3-48) ou encore à la fiabilité du système électrique comme cela est décrit dans (Bouckaert 2013). Les contributions des différentes technologies de stockage dans le modèle TIMES-FR-ELC sont récapitulées dans le Tableau 3-4.

Tableau 3-4 : Contribution des différentes technologies de stockage dans le modèle TIMES-FR-ELC.

Technologie	Utilisation en énergie (échelle de temps > heure)	Utilisation en puissance (échelle de temps < heure)	Participation aux réserves cinétiques et magnétiques (échelle de temps < dizaine secondes)
STEP AA-CAES	Oui	Oui	Oui
Volants d'inertie Batteries Super capacités	Non	Oui	Oui

### 3-C.4.c. La modulation de la demande

Initialement, les capacités de production d'électricité se sont développées de manière à répondre à la demande actuelle et à son évolution future. Aujourd'hui, avec le développement des énergies variables non contrôlables, ce paradigme est en train d'évoluer. Si la production doit toujours suivre la consommation, il est également envisagé que la consommation puisse s'adapter à la production. Le but est double : éviter le démarrage de groupes polluants et coûteux, les centrales de pointe étant pour partie des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles fossiles ; mais également, à plus long terme, pouvoir éviter la construction de ces mêmes groupes.

Pour cela, différentes stratégies existent : tarifs de l'électricité qui incitent le client à moins consommer durant les heures les plus contraintes (par exemple les tarifs heures pleines / heures creuses), sollicitation des clients sur la base du volontariat (comme le fait RTE en Bretagne et en PACA avec le programme EcoWatt) ou bien contrôle à distance de certains appareils électriques dont l'utilisation peut être différée. Ces stratégies peuvent avoir deux effets : d'une part le déplacement d'une partie de la consommation de moments où l'équilibre offre-demande est délicat, et dont la satisfaction conduirait à des prix de l'électricité particulièrement élevés, vers des moments où il serait plus aisé à réaliser ; d'autre part, la diminution de la consommation totale. Dans les deux cas, cela pourrait résulter en une diminution des coûts d'opération mais également des coûts d'investissement. En effet, il est estimé que la modulation de la demande pourrait être réalisée à moindre coût car elle nécessite une infrastructure peu capitalistique, qui une fois installée fonctionnerait moyennant des coûts marginaux très faibles.

La possibilité d'effacer et de décaler une partie de la demande électrique a été introduite dans le modèle TIMES-FR-ELC en suivant la méthodologie proposée dans (Bouckaert 2013; Bouckaert, Mazauric, et Maïzi 2014). Suivant cette méthodologie deux types de modulation de la demande sont représentés :

- La modulation infra-horaire d'appareils thermiques (chaud ou froid) dont l'inertie permet un arrêt temporaire (quelques minutes à une heure) sans impact sur le confort de l'utilisateur. Les échelles de temps impliquées étant inférieures à la taille des tranches horaires du modèle, ce type de modulation est représenté par sa participation au facteur de pic (3-C.2.f.) : il est alors considéré implicitement que la modulation permet de faire face à un aléa sur la production ou la consommation.
- La modulation infrajournalière d'appareils dont l'utilisation est supposée pouvoir être décalée à d'autres moments de la journée (eau chaude sanitaire, lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle) moyennant un impact modéré sur le confort de l'utilisateur. Dans le modèle, ce type de modulation est représenté par une technologie qui permet de déplacer une partie de la consommation d'une tranche horaire à une autre sous contrainte que la demande totale de la journée soit satisfaite.

La représentation de ces différentes technologies de modulation de la demande est schématisée par la Figure 3-60. Sur cette figure, les équations (2) et (3) garantissent que la demande finale soit bien satisfaite. La consommation d'électricité liée aux appareils munis d'un dispositif de modulation infrajournalière doit être satisfaite sur la journée mais pas forcément à chaque tranche horaire (équation (2) seulement). La pénétration des différentes technologies de modulation est exprimée en

% de la consommation totale par les coefficients [2][2] Les paramètres d'entrée du modèle sont la

courbe de charge normalisée de la demande pour chaque secteur (consommation du secteur pour chaque tranche horaire), l'évolution de la consommation annuelle de chaque secteur sur la période

temporelle étudiée et les coefficients [2][2]

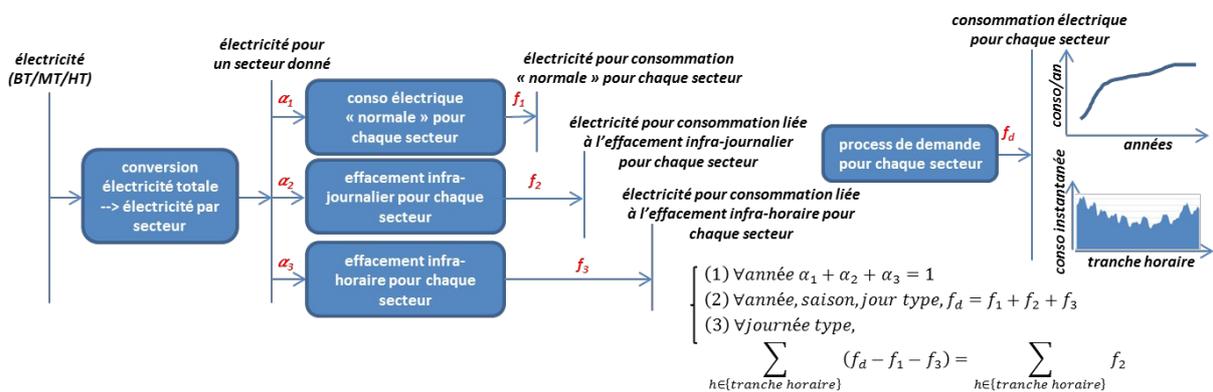


Figure 3-60 : Représentation de la modulation de la demande dans le modèle TIMES-FR-ELC.<sup>λ</sup>

### 3-C.4.d. Les infrastructures du réseau électrique

Reliant moyens de production, technologies de stockage et consommation d'électricité, le réseau électrique constitue la pierre angulaire du système électrique (chapitre 1, partie 1-A.1.a.). Dans le modèle TIMES-FR-ELC la représentation du réseau électrique national consiste uniquement en la représentation de différents niveaux de tension (haute, moyenne et basse tensions), les moyens de production pouvant produire à l'un ou l'autre de ces niveaux et les différents secteurs de consommation consommant de l'électricité à différents niveaux. La désagrégation entre ces différents niveaux de tension a essentiellement pour fonction le raffinement du calcul des pertes qui varient suivant ces niveaux. Ainsi, les pertes étant concentrées sur la haute et la moyenne tension, nous avons considéré l'hypothèse simplificatrice qu'il n'y avait pas de pertes sur le réseau basse-tension<sup>λ</sup>. Cette hypothèse se justifie dans la mesure où les moyens de production sont essentiellement raccordés en haute tension, et dans une moindre mesure en moyenne tension : en 2014, sur 540 TWh de production, seulement 3,5 TWh ont été injectés sur le réseau basse tension et 35 TWh sur le réseau moyenne tension (RTE 2016b). Par ailleurs, la production en basse tension correspond pour l'essentiel à du photovoltaïque en toiture situé à proximité du lieu où l'électricité ainsi produite sera consommée.

<sup>λ</sup> Sur la figure la lettre « f » désigne les flux de sortie des process, c'est-à-dire la quantité de commodité produite par un process durant une tranche horaire.

<sup>λ</sup> Les pertes en aval compteur ne sont pas considérées.

Les interconnexions avec les pays voisins sont, elles, décrites explicitement : des technologies représentant les importations et les exportations ont été intégrées au modèle, technologies dans lesquelles il est possible d'investir pour en augmenter la capacité installée.

Notons que la méthodologie développée dans la partie 3-B. pour l'analyse de la robustesse intrinsèque d'un système électrique nécessite la connaissance d'un certain nombre d'éléments constitutifs de ce système. Parmi ces éléments, il faut disposer de la capacité maximale de transmission entre les différents nœuds du système étudié. Le réseau interne n'étant pas explicitement représenté dans le modèle, il sera nécessaire de déterminer cette capacité maximale de transmission en post-traitement (voir partie 3-D.3.).

#### 3-C.4.e. Bilan : Système énergétique de référence du modèle TIMES-FR-ELC

Les technologies et commodités du modèle TIMES-FR-ELC, ainsi que leurs liens, sont décrits par le SER de ce modèle, dont une représentation schématique est proposée Figure 3-61.

### 3-C.5. Contraintes sur les technologies modélisées

Outre les contraintes génériques décrites dans la partie 3-C.3., le formalisme TIMES autorise l'ajout de contraintes supplémentaires par le modélisateur. Dans ce paragraphe nous décrivons les contraintes qui ont été ajoutées au modèle TIMES-FR-ELC afin de représenter certaines spécificités du système électrique.

#### 3-C.5.a. Reconstruction de la monotone des puissances

La contrainte de satisfaction de la demande exprime un équilibrage production/consommation sur chacune des TS du modèle. Ne tenant pas compte des contraintes d'arrêt et de démarrage des centrales, cet équilibrage conduit le modèle à sous-estimer les besoins d'installation de centrales de pointe, *quelle que soit la granulométrie temporelle de ce modèle.*

Afin de rendre plus réaliste la nécessité de recourir à des centrales fonctionnant en semi-base et en pointe, les technologies de production d'électricité du modèle ont été désagrégées suivant ces différents modes de fonctionnement<sup>λ</sup> (Figure 3-62) et des contraintes ont été ajoutées pour forcer le modèle à utiliser des centrales de chaque mode pour produire au moins un certain pourcentage de la demande (dimensionné sur la base des données de production actuelles) (Assoumou 2006).

Les contraintes que doivent satisfaire les différentes technologies de production d'électricité sont rappelées ci-dessous :

$$(3-1) \quad \sum_{p \in P_{ELC}} \prod (p, j, t) \geq Demande(t) \times C_j(t) \text{ avec } \sum_j C_j(t) = 1$$

---

<sup>λ</sup> En réalité seules les centrales reposant sur une source d'énergie non-fatale ont été désagrégées de cette façon. En effet, cela n'aurait pas de sens de proposer un fonctionnement en pointe du solaire photovoltaïque ou de l'éolien par exemple.

Où  $j$  est l'indice des modes de fonctionnement<sup>λ</sup> ;

$p$ , l'indice des process de production d'électricité (ensemble  $P_{ELC}$ ) ;

$t$ , l'indice des périodes annuelles ;

$Prod(p,j,t)$ , la production d'électricité par les centrales de la technologie  $p$ , fonctionnant dans le mode  $j$  à la période  $t$  ;

$Demande(t)$ , la consommation totale d'électricité pendant la période  $t$  ;

et  $C_j(t)$ , est la part minimale de la demande que doivent satisfaire les technologies opérant dans le mode  $j$  pendant la période  $t$ .

---

<sup>λ</sup> Dans le modèle TIMES-FR-ELC, les technologies sont différenciées suivant six modes de fonctionnement : base (non contrainte), semi-base 1 et semi-base 2 (limitées respectivement à 6000 et à 4000 heures de fonctionnement par an), pointe de référence, pointe forte et extrême pointe (limitées respectivement à 2000, 800 et 200 heures de fonctionnement par an).

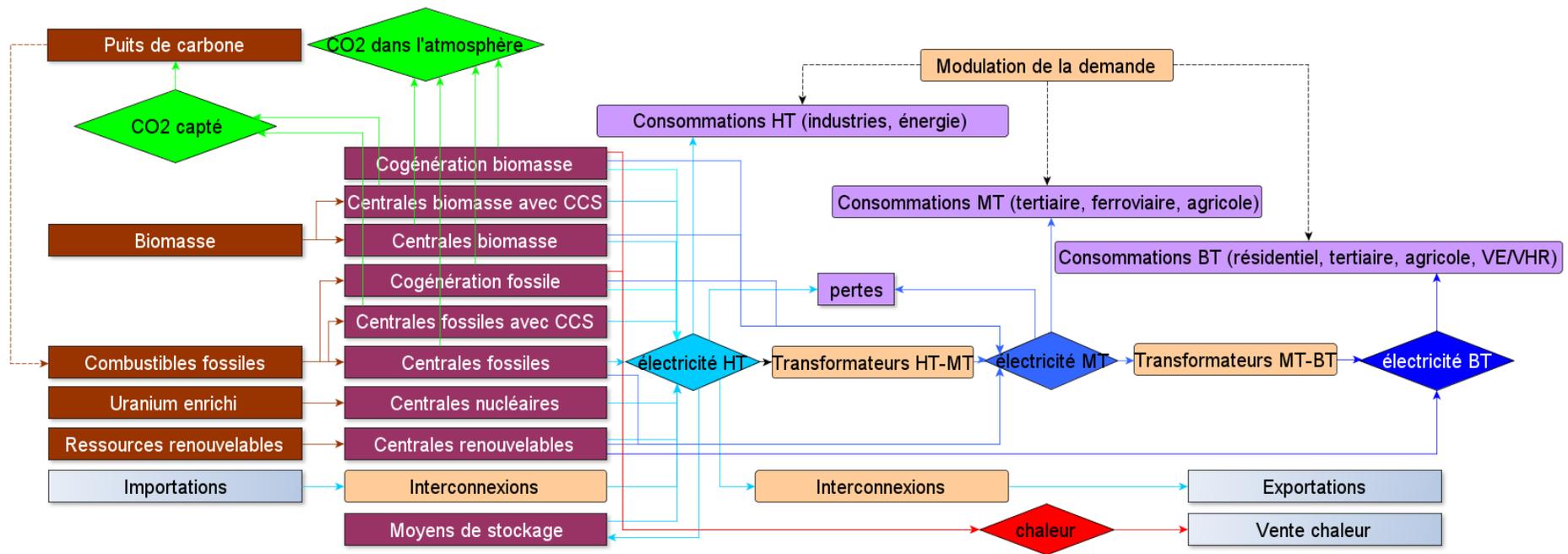


Figure 3-61 : Schéma simplifié du système énergétique de référence du modèle TIMES-FR-ELC.

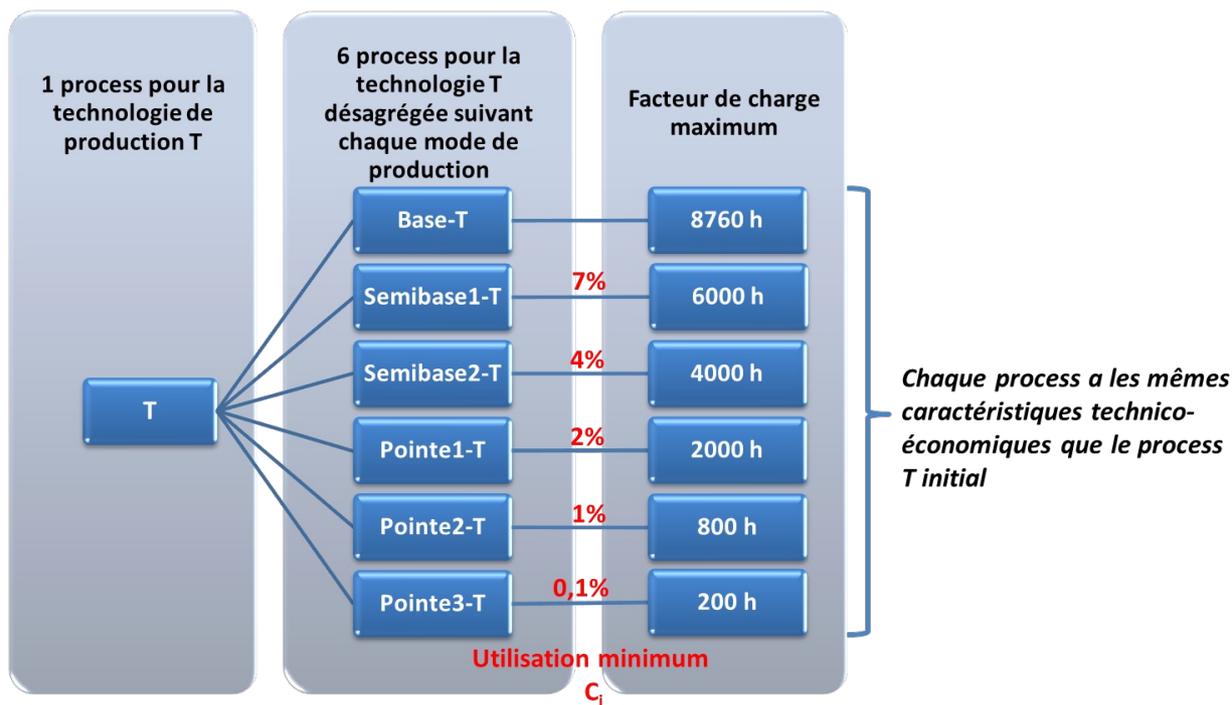
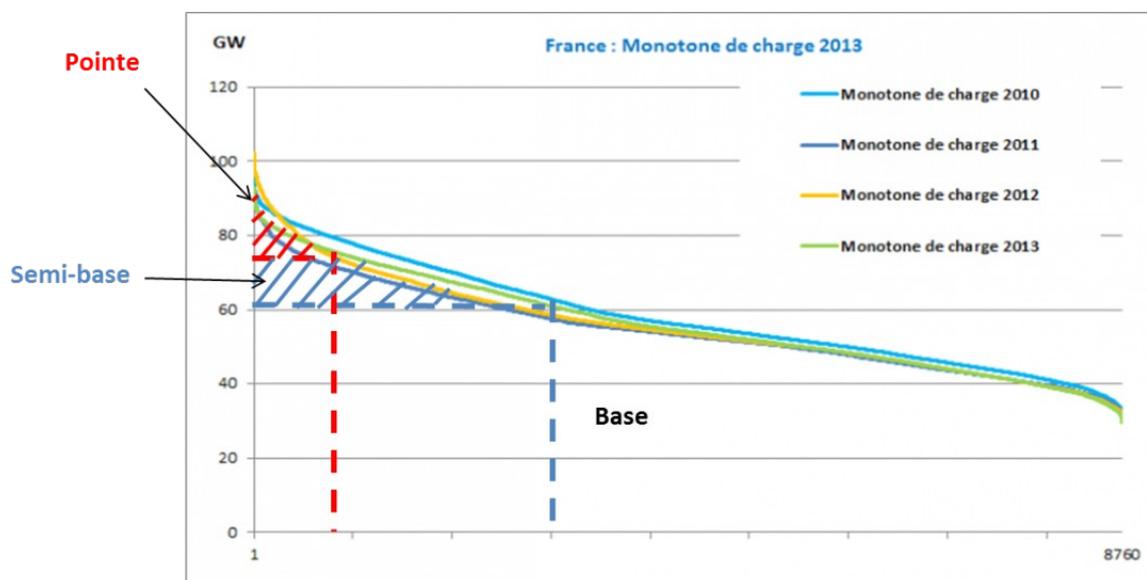


Figure 3-62 : Illustration de la désagrégation des process suivant les modes de production.

Le calcul des coefficients  $C_j$  repose sur l'analyse des monotones électriques actuelles et correspond aux aires hachurées de la Figure 3-63. Le lecteur pourra se reporter à (Assoumou 2006, sect. 5.3) pour plus de précisions.



Source: UFE, 2013

Figure 3-63 : Représentation graphique du calcul des parts de demande à satisfaire suivant chaque mode de fonctionnement des centrales (ici pour 3 modes : base, semi-base et pointe).

### 3-C.5.b. Contraintes saisonnières sur l'hydraulique

La production hydraulique est soumise à la disponibilité du productible qui varie selon les saisons. Dans le modèle TIMES-FR-ELC cette disponibilité est traduite par des facteurs de charge différenciés suivant les six saisons représentées (périodes bimensuelles) et selon que les centrales sont utilisées au fil de l'eau ou bénéficient de réservoirs.

Cette disponibilité saisonnière est donnée Figure 3-64 et traduit les facteurs de charge historiques.

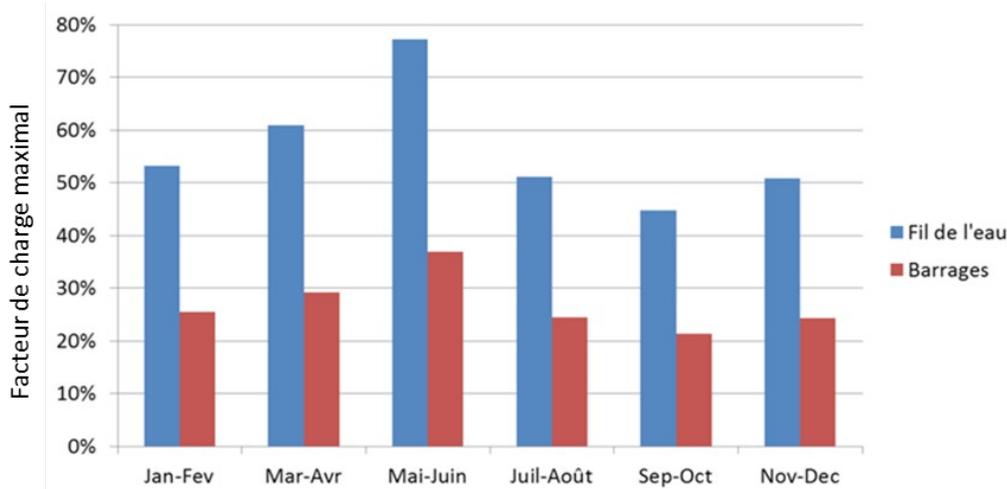


Figure 3-64 : Disponibilité saisonnière des centrales hydrauliques (données issues de RTE).

### 3-C.5.c. Courbes de production pour l'éolien et le solaire

La production renouvelable variable est conditionnée par la disponibilité de la ressource qui dépend des conditions météorologiques. Or, La granulométrie temporelle de notre modèle ainsi que le caractère déterministe des scénarios étudiés ne permettent pas de capter totalement la variabilité de ces sources. En effet, les courbes de production éolienne et photovoltaïque utilisées dans le modèle sont obtenues en moyennant des données de production historiques au pas demi-horaire sur les 84 TS du modèle (partie 3-C.3.c.).

L'ajout d'une semaine représentant une période très défavorable pour ces moyens de production permet malgré tout de capter, au moins partiellement, les situations dimensionnantes pour le système électrique (voir 3-C.3.). Les données utilisées sont celles fournies par RTE pour l'année 2012 (Réseau de Transport d'Electricité, s. d.) et correspondent aux courbes de la Figure 3-56. La disponibilité de l'éolien et du photovoltaïque utilisée dans le modèle TIMES-FR-ELC est donnée Figure 3-65. Le détail temporel limité du modèle utilisé permet néanmoins de reproduire les grandes variations saisonnières de l'éolien et du photovoltaïque ainsi que la courbe en cloche caractéristique du photovoltaïque à l'échelle de la journée.<sup>λ</sup>

<sup>λ</sup> Ne seront par contre pas captées les variations rapides de ces productions suite à des événements climatiques particuliers (dépressions, nuages...) qui peuvent avoir lieu à des échelles de temps très variées. Le but de nos modèles n'est toutefois pas de caractériser exactement l'équilibre offre-demande lors d'instances particulières de réalisations météorologiques pour une demande donnée, mais bien de déterminer les évolutions possibles des systèmes électriques et comment certaines contraintes, par exemple des objectifs de pénétration du renouvelable sur les moyen et long termes, pourraient impacter ces évolutions.

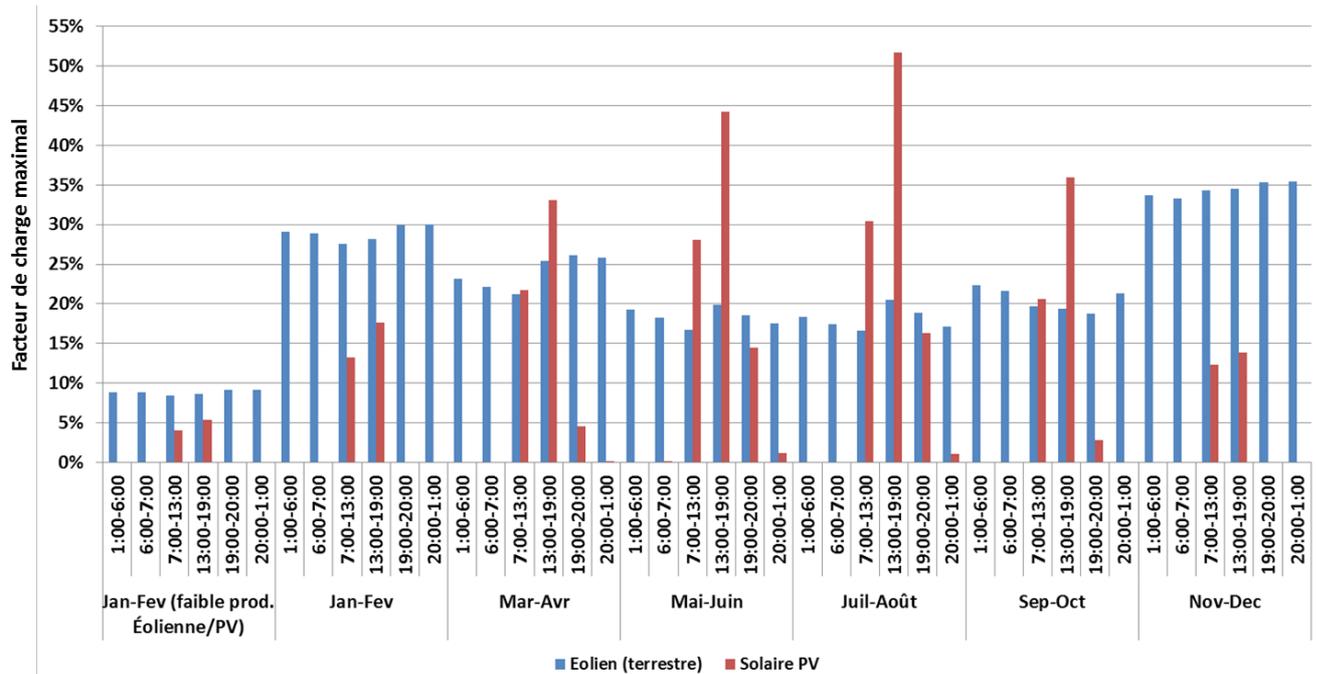


Figure 3-65 : Disponibilité horo-saisonnnière de l'éolien (terrestre) et du solaire photovoltaïque

### 3-C.5.d. Rythme d'installation des centrales et des interconnexions

Afin d'éviter une installation trop rapide des moyens de production qui serait décorrélée de la réalité des capacités du secteur industriel des limites hautes sur la capacité totale installée ont été introduites. Pour laisser la possibilité d'un développement de ces capacités industrielles, par exemple en cas d'objectifs ambitieux sur la pénétration du renouvelable ou encore en cas d'une relance du nucléaire, ces limites hautes ont été relâchées pour des horizons temporels plus lointains.

La contrainte sur le rythme d'installation est donnée par la relation suivante :

$$(3-2) \quad Ncap(i) \leq Ncap_{max}^{p,t} (t) \sum_{p \in \{Centrales\}} i$$

Où  $p$  désigne un process,  $t$  une période ;

$\{Centrale\}$ , l'ensemble des process de production d'électricité ;

$Ncap(p,t)$ , la nouvelle capacité installée du process  $p$  lors de la période  $t$  ;

$Ncap_{max}(t)$ , la nouvelle capacité maximale pour la période  $t$ .

Les hypothèses prises dans ce travail pour le paramètre  $Ncap_{max}$  sont récapitulées dans le Tableau 3-5 (une hypothèse alternative a également été évaluée, voir la variante  $vProd.4$  en annexe A-4.2.).

Pour les interconnexions, une limite similaire a été fixée à 1GW/an à partir de 2020. Avant 2020, le modèle est limité aux seules interconnexions dont la construction a déjà débuté, ou est en phase de projet, pour un total de 4,6 GW (RTE 2014c).

**Tableau 3-5 : Rythme d'installation maximal des centrales de production d'électricité.**

Période	Ncap_max (GW/an) <sup>λ</sup>
<b>2013</b>	2
<b>2014 – 2017</b>	5
<b>2018 – 2027</b>	10
<b>2028 – 2052</b>	10

### 3-C.5.e. Contraintes sur l'utilisation des interconnexions

L'utilisation des interconnexions est limitée par des contraintes d'exploitation qui empêchent l'exploitation simultanée de l'ensemble des capacités disponibles (RTE 2012a). Cette limite est caractérisée par un facteur de charge maximal, d'environ 84%, pour chaque tranche horaire du modèle pour les interconnexions. De plus, une contrainte empêche le recours aux importations durant la période où les productions éolienne et photovoltaïque sont fortement réduites. En effet, cette période a pour objectif de pouvoir représenter une situation dimensionnante pour le système électrique, situation que nous avons caractérisée par la nécessité de satisfaire une demande importante (pic hivernal de consommation) sans pouvoir compter ni sur les ressources variables, ni sur les importations en provenance des pays voisins. Ce type de situation pourrait survenir en cas de pénétration massive du renouvelable sur l'ensemble de la plaque européenne, ce qui semble être la tendance actuelle (Commission Européenne 2014a), lors d'événements climatiques particuliers tel un anticyclone en période hivernale (Flocard et Pervès 2012).

---

<sup>λ</sup> Ainsi une période d'une durée de 5 ans (ce qui est le cas de toutes les périodes entre 2020 et 2050 inclus dans notre modèle) aura une capacité d'installation maximale de 50 GW.

### **3-D. Implémentation des indicateurs dans les modèles de prospective**

Il s'agit ici de montrer comment le calcul des indicateurs cinétiques et magnétiques (partie 3-A.) et de l'indicateur de synchronisme (partie 3-B.) peut être effectué au sein, ou en post-traitement, du modèle de prospective TIMES-FR-ELC (partie 3-C.).

#### **3-D.1. Calcul des indicateurs cinétique et magnétique en post-traitement du modèle TIMES-FR-ELC**

##### *3-D.1.a. Méthodologie*

Une première approche permettant de calculer les indicateurs définis dans la partie 3-A. consiste à utiliser les résultats du modèle TIMES dans un outil distinct, en post-traitement. Cette démarche est schématisée par la Figure 3-66 et a été employée dans la thèse de Mathilde Drouineau.

Comme le montre la Figure 3-66, le module de calcul des indicateurs requiert des hypothèses supplémentaires par rapport à celles utilisées dans le modèle TIMES-FR-ELC. Certaines de ces hypothèses sont propres aux technologies de production, d'autres au système électrique considéré (hypothèses concernant le réseau). Les valeurs numériques correspondant à ces hypothèses sont données dans le Tableau 3-6 et complétées en annexe A-3.2..

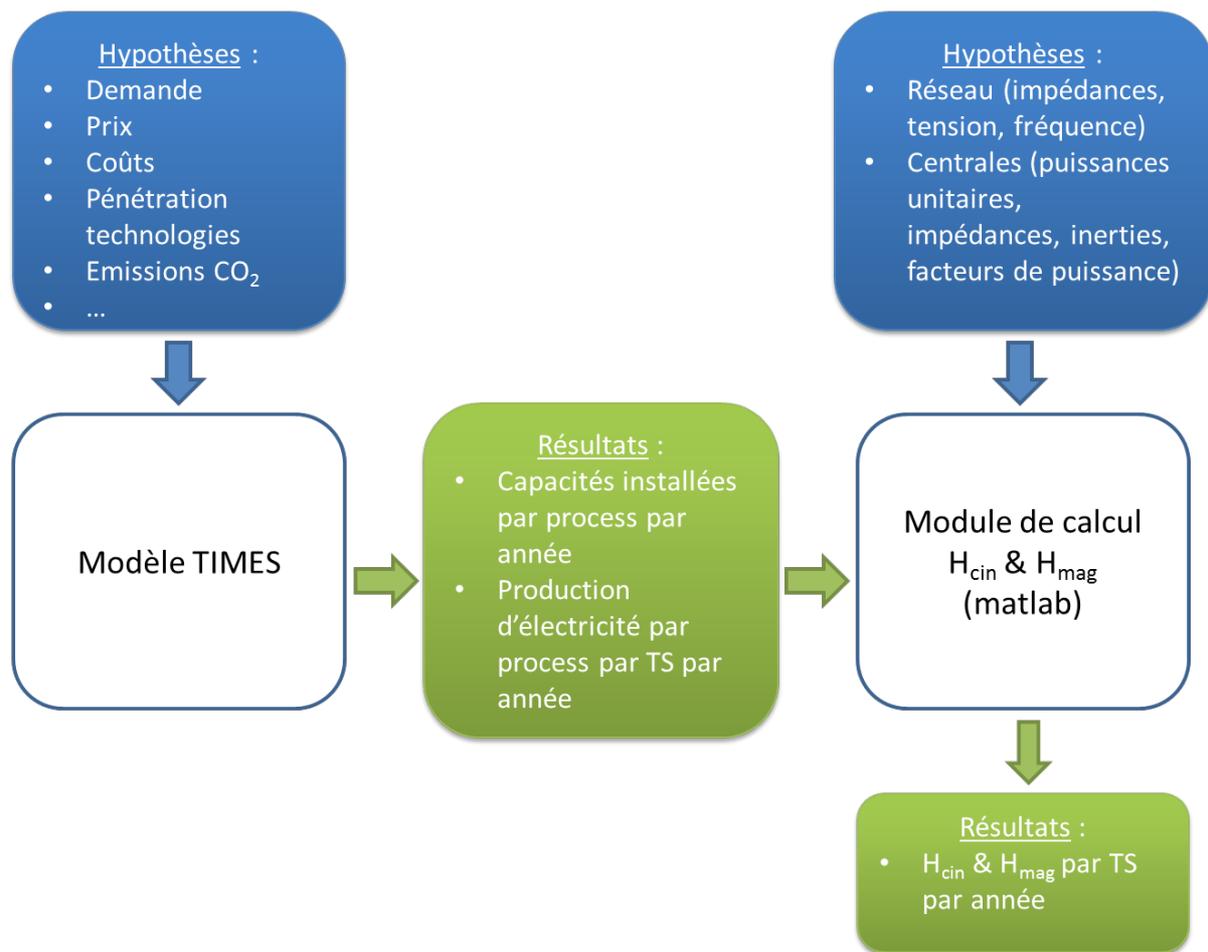


Figure 3-66 : Couplage d'un modèle TIMES avec l'outil de calcul des indicateurs cinétiques et magnétiques.

Tableau 3-6 : Valeurs numériques des grandeurs utilisées pour le calcul des indicateurs cinétique et magnétique sur le système électrique français.

	Grandeur	Valeur numérique	Référence
<b>Propriétés globales du système électrique</b>	Fréquence synchrone $f_0$	50 Hz	Réseau français de transport 400 kV
	Tension nominale $U_n$	400 kV	
<b>Propriétés du réseau électrique</b>	Longueur moyenne des lignes électriques $\bar{l}_{400kV}$	$\approx 75$ km	Calculé à partir de la longueur totale du réseau 400kV (RTE 2016b) et du nombre de lignes (RTE 2016a)
	Impédance linéique des lignes électriques $z_{l,400kV}$	$0,3 \times (0,1+j)$ $\Omega/\text{km}$	(Van Cutsem 2014, part. 4.1.5)
	Impédance réduite des transformateurs $z_t$	$0,1 \times (0,05+j)$ p.u.	(Van Cutsem 2014, part. 6.3)
<b>Propriétés des générateurs</b>	Coefficient d'inductance mutuelle M	0,139	Valeur typique pour une grosse machine synchrone sous un courant d'excitation de 6500 A et une tension de 500 V (Bergen,

		Arthur R. et Vittal, Vijay 2000, 273) supposée identique pour toutes les machines.
Facteur de puissance FP	0,8 - 0,95	Ces grandeurs dépendent de chaque technologie et de la taille des unités. Les tables permettant de les calculer sont fournies en annexe A-3.2.. et proviennent de références électrotechniques (Anderson et Fouad 1977).
Coefficient d'inertie H	2 – 7 s	
Réactance directe réduite $x_d$	0,9 – 2,2 p.u.	

Notons que les inductances, le courant d'excitation et le terme en sinus intervenant dans le calcul de l'énergie magnétique emmagasinée dans le système électrique (équation (3-7)), donc également pour le calcul de l'indicateur magnétique (équation (3-9)), peuvent être obtenus à partir des propriétés listées dans le Tableau ci-dessus et de la somme des puissances appelées à chaque pas de temps (Drouineau 2011, part. 2.2).

Les grandeurs techniques propres aux générateurs et nécessaires au calcul des indicateurs dépendent en théorie de la capacité unitaire des unités de production électrique. Dans un modèle classique de prospective tel que TIMES-FR-ELC, les process électriques représentent non pas les unités prises individuellement mais l'ensemble des unités de technologie identique. L'information sur la taille des unités est donc perdue. Afin de pouvoir malgré tout déterminer les grandeurs techniques propres aux générateurs, il est donc nécessaire de faire une hypothèse supplémentaire sur la taille des unités. Pour cela un algorithme, dont le fonctionnement est schématisé par la Figure 3-67, détermine une taille standard des unités pour chaque process en fonction de sa capacité installée. Il est donc supposé que chaque process ne comporte que des unités de taille identique.

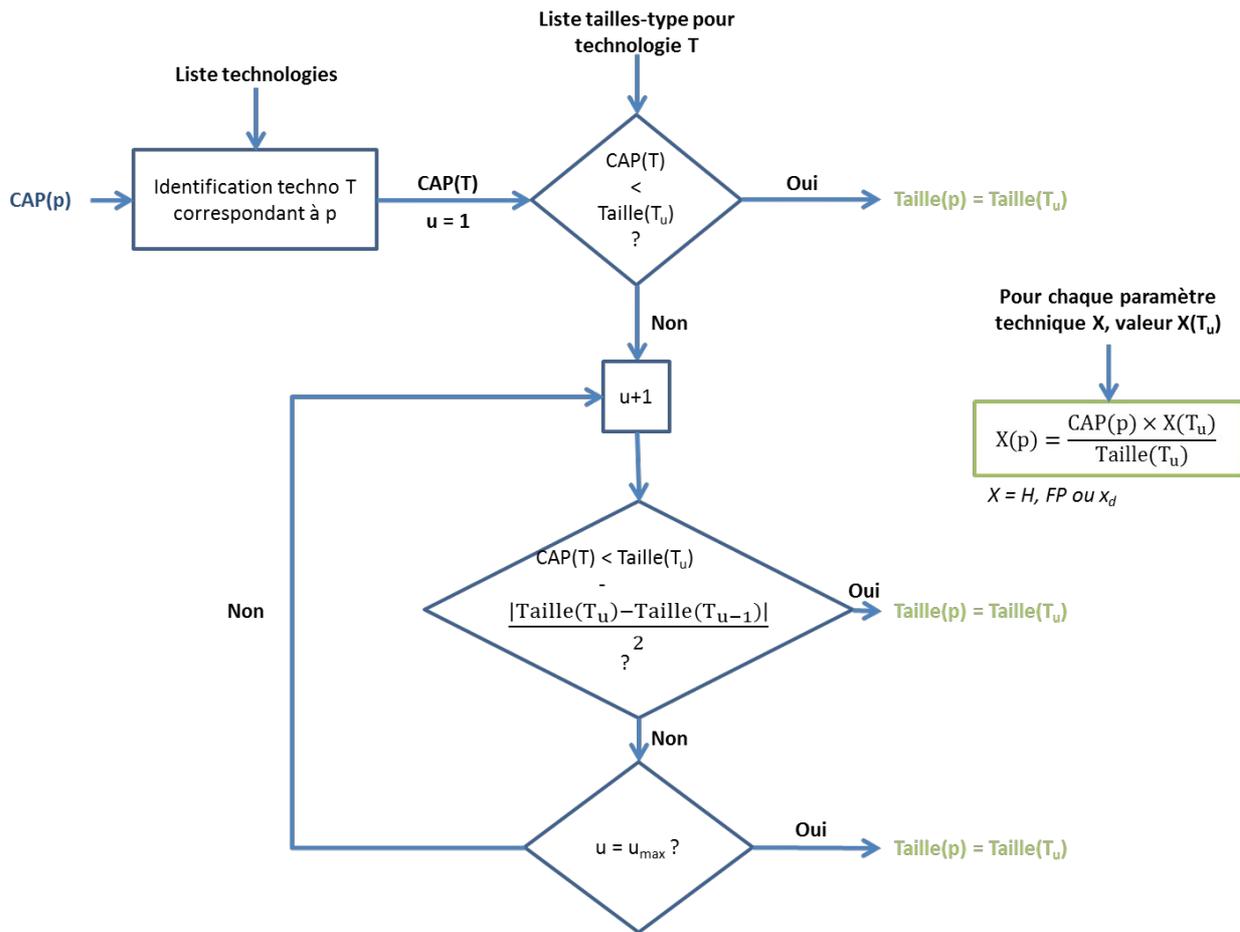


Figure 3-67 : Schéma de l’algorithme permettant de déterminer les paramètres techniques associés à chaque process p selon sa capacité installée CAP(p) à chaque pas de temps de chaque période.

### 3-D.1.b. Contribution des énergies renouvelables variables à l’indicateur cinétique

Les énergies renouvelables variables sont supposées ne pas participer aux réserves cinétiques et magnétiques et ne contribuent donc pas aux indicateurs correspondant (chapitre 2, partie 2-B.3.). En effet, la réserve cinétique est due à la rotation synchrone des masses tournantes avec la fréquence du réseau, et la réserve magnétique est essentiellement apportée par l’énergie de couplage entre le rotor et le stator. Toutes deux sont donc naturellement absentes des moyens de production photovoltaïque. Quant à l’éolien, son raccordement via une électronique de puissance découple ses éventuelles propriétés inertielles du reste du système électrique (Tielens et Van Hertem 2016).

Toutefois des recherches sont en cours pour développer des technologies éoliennes pouvant contribuer à la réserve cinétique du système via des contrôles commandes adaptés<sup>λ</sup>. Ces recherches sont appuyées par les gestionnaires de réseaux de différents pays qui commencent à reconnaître la valeur pour le système électrique de disposer d’un contrôle inertiel fourni par les éoliennes (NREL 2014, p.67).

<sup>λ</sup> Il est également possible de réaliser des générateurs virtuels qui contribuent à la réserve cinétique (par exemple à partir d’une batterie dotée de lois de commande appropriées). Ces technologies sont également intégrées dans le modèle (Tableau 3-4).

Pour comprendre dans quelle mesure l'éolien pourrait contribuer aux réserves cinétiques, il convient de distinguer les différentes technologies existantes. L'opérateur des marchés de l'énergie australien, l'AEMO<sup>λ</sup> propose de distinguer quatre types de technologies éoliennes : les types 1 et 2 correspondent respectivement aux éoliennes à vitesse fixe et semi-variable, et les types 3 et 4 aux éoliennes à vitesse variable.

Les éoliennes de type 1 et 2 sont directement raccordées au réseau alors que celles de type 3<sup>λ</sup> sont à la fois reliées directement et via une électronique de puissance. Les éoliennes de type 4<sup>λ</sup> le sont uniquement via une électronique de puissance (AEMO 2013, part. 4.1). Etant directement connectées au réseau, les éoliennes de type 1 et 2 fournissent naturellement de l'inertie au système. Toutefois l'inertie fournie est inférieure à celle des autres générateurs (constante d'inertie H plus petite) et surtout le couplage entre la vitesse de rotation du rotor de ces éoliennes et la fréquence du réseau est plus faible que pour les moyens conventionnels ; leur réponse inertielle est alors plus lente et souvent ignorée par les opérateurs. La vitesse de rotation des rotors des éoliennes de type 3 et 4 étant partiellement voire totalement découplée de la fréquence du réseau, elles n'apportent aucune réserve inertielle au système électrique. Il est par contre possible de *simuler* une telle réserve, appelée alors *inertie virtuelle ou synthétique*<sup>λ</sup>, par des contrôles commandes adaptés de l'électronique de puissance, en ajustant la production de puissance active de l'installation selon les variations de fréquence enregistrées (AEMO 2013, part. 5.5.1). Notons que les éoliennes de type 1 et 2 correspondent à des technologies plus anciennes qui ne sont plus installées aujourd'hui. Les parts de marché sont actuellement dominées par les éoliennes de type 3 et celles de type 4 sont en plein essor (AEMO 2013, part. 2.1; Blaabjerg et Ma 2013, part. 3).

Les éoliennes utilisant ces technologies ne disposent toutefois pas nécessairement des contrôles commandes permettant de fournir de l'inertie synthétique au système, puisqu'actuellement il n'y a généralement pas d'obligation pour les moyens de production renouvelables, tels que l'éolien, de participer aux services système. De plus, les contrôles commandes permettant de simuler une inertie synthétique ne sont pas instantanés contrairement à l'inertie naturelle des machines synchrones. Il est donc encore difficile d'évaluer dans quelle mesure cette inertie synthétique pourrait venir se substituer à l'inertie conventionnelle (Tielens et Van Hertem 2016). Dans une hypothèse prudente, nous supposons donc, dans la plupart des scénarios, que l'éolien ne contribue pas à la réserve cinétique.

---

≡ Australian Energy Market Operator

≡ Les éoliennes de type 3 sont également connues sous le nom de « générateurs à double alimentation » (DFIG pour « Doubly-Fed Induction Generators » en anglais).

≡ Les éoliennes de type 4 sont également connues sous le nom « Full-Scale Power Converters » (FSPC).

≡ Cette inertie synthétique n'est pas équivalente à l'inertie cinétique naturelle des alternateurs synchrones. Si elle peut généralement être plus importante par MW installé, car l'électronique de puissance des éoliennes permet une variation de la puissance active sur une plus grande plage que les moyens conventionnels (5% de la puissance nominale pour les moyens conventionnels, 25 à 35% pour les éoliennes de type 3 et 100% pour celles de type 4), elle présente également quelques inconvénients : un accroissement de la production peut provoquer des échauffements et une usure prématurée des pièces mécaniques, si trop d'énergie cinétique est extraite du rotor il y a un risque d'atteindre la limite de couplage électromagnétique et de faire caler la turbine ; de plus, l'inertie apportée est liée à la production de l'éolienne, production qui n'est pas entièrement prévisible : il sera donc plus difficile pour un gestionnaire de réseau de gérer de telles réserves. Il semblerait toutefois que ces inconvénients ne soient pas de véritables freins à l'utilisation de la réserve synthétique (AEMO 2013, 37-38).

Dans certains scénarios cependant, la participation de l'éolien à cette réserve sera alors simulée afin d'évaluer l'impact d'une telle participation sur les réserves cinétiques globales du système électrique français. Dans ces scénarios, nous considérons que la constante cinétique  $H$  correspond au moment cinétique de l'éolienne, somme des moments cinétiques des pales, de la boîte de vitesse et du rotor (Morren, Pierik, et de Haan 2006).

La littérature donne des constantes cinétiques comprises entre 3 et 6 secondes (Tielens et Van Hertem 2016), soit dans la même fourchette que pour les moyens conventionnels (Tableau 3-6). Dans cette étude, nous retenons l'hypothèse haute, soit 6 secondes, qui correspond à la valeur calculée dans pour une turbine de 2 MW (Morren, Pierik, et de Haan 2006). Les valeurs plus faibles correspondent à des éoliennes de plus petite taille, or la tendance est plutôt à l'augmentation des puissances unitaires.

Notons que l'inertie synthétique pourrait être bien supérieure à cette valeur car, outre qu'elle permet de puiser dans l'énergie cinétique des masses tournantes, elle pourrait également provenir d'une baisse volontaire de la puissance active des moyens raccordés via une électronique de puissance<sup>204</sup>. De cette façon, il est même envisageable de fournir de l'inertie avec des moyens photovoltaïques. Néanmoins, cette méthode suppose de fonctionner à une puissance inférieure à la puissance nominale de l'installation, entraînant ainsi un manque à gagner pour les producteurs. De plus, un tel réglage n'est pas exactement équivalent à la réserve cinétique des machines synchrones car il ne permet pas de disposer d'un stock d'énergie disponible instantanément. Bien que l'utilisation de ce type de réglage soit plausible en cas de pénétration massive du renouvelable variable, nous choisissons dans ce travail de restreindre l'inertie synthétique à l'inertie effectivement contenue sous forme cinétique dans les masses tournantes des éoliennes et des hydroliennes. Nous supposons donc une contribution toujours nulle des moyens photovoltaïques à la réserve cinétique.

### *3-D.1.c. Contribution des importations à l'indicateur cinétique*

Afin d'adapter le travail réalisé pour la Réunion au cadre de la France métropolitaine, des hypothèses de participation des importations à la réserve cinétique ont été ajoutées. En l'absence d'étude spécifique sur l'évolution des systèmes électriques voisins, il a été considéré que par défaut les importations ne contribuaient pas à la réserve cinétique.

Cependant, l'effet d'une participation des importations à l'inertie du système électrique français a également été évalué dans certains scénarios en supposant que celles-ci pouvaient contribuer pour moitié aux réserves cinétiques. Il s'agit d'une hypothèse relativement prudente dans laquelle il est considéré que la moitié des importations est issue de moyens de production renouvelables variables, ne contribuant donc pas aux réserves. L'autre moitié est supposée provenir pour moitié de barrages hydrauliques et pour moitié de centrales thermiques de relativement grande taille (environ 500 MW). Sous ces hypothèses la contribution cinétique des importations correspond à une valeur du coefficient cinétique  $H$  légèrement inférieure à 2 secondes, soit moins que la plupart des moyens de production conventionnels (Tableau 3-6).

### **3-D.2. Discrétisation du modèle TIMES-FR-ELC pour endogénéiser l'indicateur cinétique**

Le calcul de l'indicateur cinétique nécessite l'association pour chaque process de nouveaux paramètres correspondant à leur constante cinétique et à leur facteur de puissance au sein même du

modèle TIMES. L'indicateur cinétique est ainsi endogénéisé,<sup>λ</sup> permettant de réconcilier les échelles de temps long propre à la prospective et de temps court propre au comportement transitoire des systèmes électriques. L'endogénéisation de l'indicateur cinétique dans les modèles TIMES a été développée dans (Bouckaert 2013), puis le travail réalisé dans (Faust Nzengue 2015) a permis d'améliorer les performances numériques de ce type de modèles. Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes appuyés sur ces travaux.

### 3-D.2.a. Intérêt et difficultés du calcul endogénéisé de l'indicateur cinétique

L'endogénéisation de l'indicateur cinétique permet en premier lieu d'ajouter des contraintes forçant le modèle à garantir un niveau minimal de réserves cinétiques, par exemple au moins aussi élevé que leur valeur actuelle. Ainsi, les évolutions du système électrique calculées par le modèle seront cohérentes avec la nécessité de disposer de réserves cinétiques suffisantes pour assurer le même niveau de fiabilité qu'aujourd'hui. De plus, en contraignant l'indicateur cinétique, il est également possible de désagréger les technologies de production en unités de différentes tailles afin d'effectuer un calcul plus précis tenant compte de la relation non-linéaire existant entre les valeurs des paramètres techniques des centrales et leur capacité unitaire (annexe A-3.3.). En effet, le calcul effectué en post-traitement (Figure 3-67) conduit à une estimation plus approximative. Enfin, outre la discrimination des unités de production selon leur taille, une contrainte sur l'indicateur cinétique permet également d'arbitrer entre différentes technologies ayant pour rôle d'augmenter sa valeur, par exemple entre des moyens classiques, des éoliennes fournissant de l'inertie synthétique et des moyens de stockage. C'est d'ailleurs tout l'objet de la thèse (Bouckaert 2013) portant sur le système électrique réunionnais.

Toutefois, ces améliorations ont un coût. Tout d'abord quant à la taille du modèle, puisque toute désagrégation technologique augmente le nombre de variables. Le calcul précis de l'indicateur suppose également de connaître à chaque instant quelles sont les unités injectant effectivement de l'électricité sur le réseau. Pour cela, il est nécessaire d'introduire des variables binaires pour chaque unité de production (et ce pour chaque pas de temps de chaque période). Ces variables binaires conduisent à une formulation non-optimale mixte linéaire et en nombres entiers (MILP<sup>λ</sup>), dont la résolution fait appel à des heuristiques qui peuvent ne pas converger. La résolution a pu être assurée grâce aux travaux conduits dans le cadre du stage d'Yvann Nzengue au Centre de Mathématiques Appliquées (Faust Nzengue 2015).

Un tel problème d'optimisation est plus proche du PUC<sup>λ</sup> dont nous avons présenté les contraintes de résolution au chapitre 2 (partie 2-A.4.a.). Un bénéfice de cette représentation est justement qu'il devient possible d'introduire certaines contraintes du PUC : il a par exemple été ajoutée une limite basse de fonctionnement à 40% pour les moyens de production conventionnels dans le cadre de la

---

≡ L'indicateur magnétique ne peut être endogénéisé dans le modèle TIMES, car son calcul repose sur des relations non linéaires de différentes variables (voir équation (3-7) pour l'expression de l'énergie magnétique utilisée pour calculer l'indicateur correspondant). Toutefois, les calculs réalisés en post-traitement sur les modèles TIMES-Réunion et TIMES-France, montrent que les deux indicateurs sont fortement corrélés. En effet, les deux sont globalement liés à l'inertie des machines synchrones.

≡ Mixed Integer Linear Programming.

≡ Avec toutefois une granulométrie temporelle qui reste celle d'un modèle de prospective (32 TS dans le modèle TIMES-Réunion, 84 dans le modèle TIMES-FR-ELC) et des contraintes plus limitées que dans les PUC classiques.

modélisation du système électrique réunionnais (Bouckaert 2013, part. 3.3.3), limite que nous reprenons dans ce travail.

### 3-D.2.b. Discrétisation du modèle TIMES-FR-ELC

La discrétisation du modèle TIMES-FR-ELC consiste à transformer ce modèle de manière à représenter les unités de production une à une et non plus de manière agrégée à travers des process décrivant des technologies. Cette discrétisation repose sur trois modifications principales du modèle : la discrétisation (optionnelle) des moyens de production existants à l'année de référence (Figure 3-68), la discrétisation des nouveaux moyens de production (Figure 3-69), et enfin l'adaptation des différents fichiers constituant le modèle TIMES-FR-ELC à la nomenclature des process discrétisés.

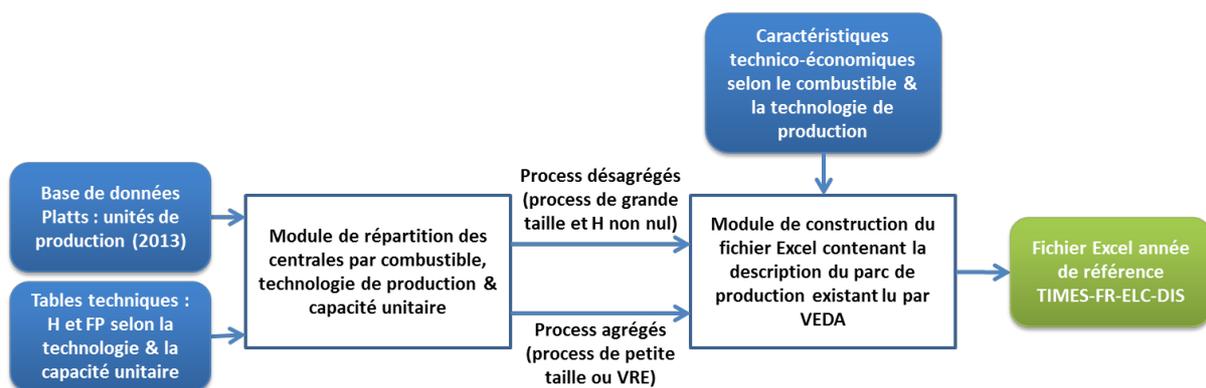


Figure 3-68 : Schéma de la macro VBA de discrétisation des moyens de production existants.<sup>λ</sup>

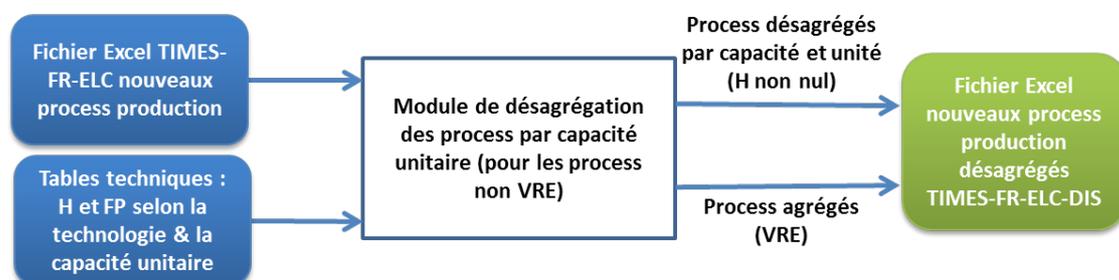


Figure 3-69 : Schéma de la macro VBA de discrétisation des nouveaux moyens de production.<sup>λ</sup>

En réalité, plusieurs versions du modèle TIMES-FR-ELC ont été construites avec un niveau de discrétisation plus ou moins détaillé :

- Comme indiqué, il est possible de discrétiser ou pas l'existant, le plus important étant la discrétisation des nouveaux moyens de production qui permet d'offrir un nouvel arbitrage au modèle selon la contribution des différentes unités aux réserves cinétiques. La discrétisation de l'existant permet surtout une meilleure évaluation de l'indicateur cinétique pour l'année de référence et la prise en compte de contraintes de fonctionnement pour ces moyens de

<sup>λ</sup> La liste des process (et commodités) du modèle discret TIMES-FR-ELC-DIS pour l'année de référence, est construite à partir de la base de données Platts (édition 2013).

<sup>λ</sup> La liste des nouveaux process discrets, dans lequel le modèle discret TIMES-FR-ELC-DIS peut investir, est construite à partir de celle des nouveaux process agrégés du modèle de référence TIMES-FR-ELC.

production, et non pas seulement pour les nouveaux moyens. Sans discrétisation, le parc de production existant est décrit par 114 process<sup>λ</sup> contre 1 076 avec discrétisation.

- Il est également possible de tenir compte ou pas de la désagrégation par modes, telle que décrite partie 3-C.5.a., en plus de la désagrégation par unité. Sans la désagrégation par mode, le modèle comporte 3 681 nouveaux process, avec il en comporte 15 117. A titre de comparaison le modèle non-discrétisé, mais désagrégé suivant les modes de production, comporte 252 nouveaux process.

Ces différentes versions offrent un éventail de choix au modélisateur suivant un arbitrage entre précision et temps de calcul. Au vu de la taille des modèles utilisés, nous conseillons dans un premier temps l'utilisation du modèle discret le plus simple, c'est-à-dire sans discrétisation de l'existant et sans prise en compte des différents modes de fonctionnement, quitte à affiner certains résultats par l'utilisation des modèles plus détaillés dans un second temps.

### *3-D.2.c. Modification des équations du modèle TIMES pour endogénéiser l'indicateur cinétique*

Pour endogénéiser le calcul de l'indicateur cinétique, il est tout d'abord nécessaire de définir deux nouveaux paramètres, le coefficient cinétique H et le facteur de puissance FP, pour chaque process du modèle (Drouineau 2011). L'utilisation de tables électrotechniques (annexe A-3.2.), lors de la discrétisation du modèle TIMES-FR-ELC, permet d'associer à chaque process ces deux paramètres connaissant sa technologie de production (nucléaire, fossile ou hydraulique) et sa capacité unitaire.

Toutefois ces paramètres ne sont pas connus de VEDA<sup>λ</sup>, l'interface utilisateur qui lit les fichiers Excel descriptifs du modèle et les convertit en des fichiers de type texte lus à leur tour par TIMES. Nous avons donc dû développer un programme en VBA qui lit les fichiers de la version discrétisée du modèle TIMES-FR-ELC (TIMES-FR-ELC-DIS) et construit, comme le ferait VEDA, un fichier texte contenant les valeurs de H et de FP pour tous les process de ce modèle. Il faut ensuite traduire les équations (3-6) et (3-8) (qui permettent de définir l'indicateur cinétique) en langage GAMS pour qu'elles puissent être lues par TIMES. D'autres équations, données dans (Bouckaert 2013, part. 3.3)<sup>λ</sup>, permettent de connaître les process injectant effectivement de l'électricité dans le système électrique à chaque TS de chaque période, et forcent les process contrôlables à produire au minimum à hauteur de 40% de leur puissance nominale.

Dans toutes les versions du modèle discret que nous avons conçues, nous avons relâché la contrainte sur la flexibilité des moyens de production. Il a ainsi été supposé qu'ils pouvaient tous faire varier leur production d'une plage horaire à l'autre, contrairement à la distinction opérée dans le modèle TIMES-FR-ELC initial entre les process contrôlables à l'échelle de la plage horaire et ceux seulement contrôlables à l'échelle de la saison (Tableau 3-3). Il aurait en effet été particulièrement complexe de conserver cette représentation tout en apportant les modifications des équations en GAMS. Toutefois, cette simplification est contrebalancée par la contrainte imposée sur le fonctionnement minimum des moyens thermiques démarrés, et par une contrainte limitant les variations du facteur

---

≡ Notons que même dans la version du modèle discret sans discrétisation de l'existant, le nombre de process existants est plus élevé que dans le modèle original TIMES-FR-ELC (qui n'en comporte que 34). Ceci provient de la base Platts utilisée pour construire le modèle, et qui comporte un plus grand nombre de technologies que celles décrites dans TIMES-FR-ELC.

≡ VEDA (VErsatile Data Analyst) est un logiciel développé par la société KanORS (<http://www.kanors.com/Index.asp>)

≡ Nous avons apporté quelques modifications mineures à ces équations (annexe A-3.3.).

de charge des centrales nucléaires (entre 45% et 95%, ce qui correspond aux valeurs maximales observées ces dernières années (RTE 2014e)).

### 3-D.3. Déclinaison de l'indicateur de synchronisme en post-traitement du modèle TIMES décrivant le secteur électrique français, pour un réseau agrégé

Afin d'estimer la stabilité du système électrique français, traduite par l'indicateur de synchronisme  $H_{syn}$  présenté dans la partie 3-B., et son évolution dans différents scénarios de pénétration du renouvelable, nous avons développé en Matlab un outil de calcul en post-traitement du modèle TIMES. Le couplage entre TIMES et cet outil est schématisé par la Figure 3-70.

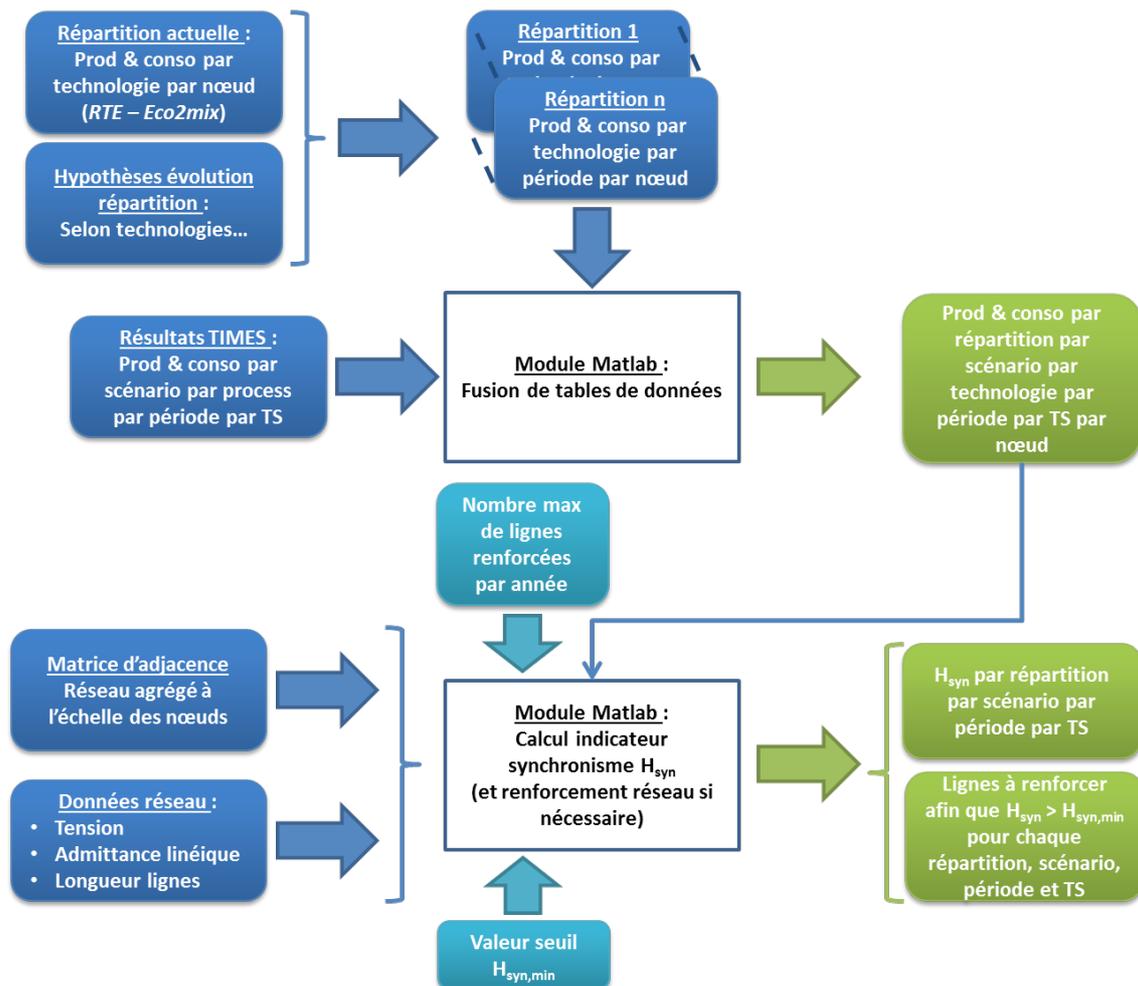


Figure 3-70 : Schéma de l'outil de calcul de l'indicateur de synchronisme  $H_{syn}$  en post-traitement de TIMES.<sup>λ</sup>

Outre les hypothèses inhérentes utilisées dans le modèle TIMES-FR-ELC (chapitre 4, partie 4-A.), des hypothèses supplémentaires sont nécessaires pour pouvoir calculer  $H_{syn}$  (équation (3-38)). En effet, cet indicateur traduit une vision spatialisée d'un système électrique, or le modèle TIMES-FR-ELC utilisé ne représente ni le réseau électrique national ni le positionnement des moyens de production sur ce réseau. Il est donc nécessaire d'introduire une représentation du réseau électrique pour laquelle nous avons retenu les choix suivants :

<sup>λ</sup> Dans notre travail les nœuds correspondent aux 12 régions de la France continentale.

- Agrégation du réseau, des moyens de production et de la consommation à l'échelle des 12 régions françaises, en considérant un nœud unique par région. A cette échelle, des données de production et de consommation existent (RTE 2014e), et il est possible de capter, au moins partiellement, les phénomènes de couplage dus au réseau qui sont à l'origine de la stabilité du système électrique. De plus, les données utilisées pour l'analyse du long terme sont nécessairement entachées d'incertitude qu'il est difficile de quantifier.<sup>λ</sup>
- Seul le réseau de transport 225 et 400 kV est considéré. Les autres lignes sont ignorées<sup>λ</sup>. En effet, dans cette étude on s'intéresse essentiellement au couplage entre les machines synchrones à l'échelle nationale. C'est le réseau de grand transport (225 et 400 kV) qui permet la mutualisation des groupes de production à cette échelle. Le réseau de répartition (réseau de transport de plus basse tension) permet ensuite d'acheminer l'électricité produite aux différentes régions, et le réseau de distribution jusqu'aux différents consommateurs.<sup>λ</sup>
- Etant donné le nombre de lignes en 225 et 400 kV sur ce territoire (plusieurs centaines pour chaque niveau de tension), nous avons adopté l'approche par longueur moyenne de lignes pour le calcul du dénominateur (partie 3-B.6.). Les paramètres utilisés pour effectuer ce calcul sont récapitulés dans le Tableau 3-7. En prenant, par exemple, le réseau 400 kV comme référence, ces données nous permettent de calculer le coefficient d'équivalence entre le réseau 225 kV et le réseau 400 kV en utilisant (3-41) :  $\alpha_{225kV \rightarrow 400kV} = 0,43$ .<sup>λ</sup>
- Seules les lignes reliant deux régions sont prises en compte puisqu'à l'échelle spatiale considérée, nous ne nous intéressons qu'aux capacités d'échange entre régions. Cela revient à supposer que chaque région est une plaque de cuivre. Le réseau ainsi obtenu est donné par la **Figure 3-71** et la matrice d'adjacence correspondante dans le Tableau A-25 en annexe.
- Dans ce travail, nous considérons une hypothèse de référence pour la répartition des moyens de production ainsi que pour la consommation, la provenance des importations et le destinataire des exportations, qui consiste à conserver, pour chaque technologie, sa répartition actuelle telle que calculée à partir des données fournies par RTE. C'est-à-dire, soit  $X_a(T,R)$  le pourcentage de la production de la technologie<sup>λ</sup>  $T$  dans la région  $R$  pour l'année  $a$  par rapport à la production totale de  $T$  pour la même année, alors cette quantité vérifie :

---

≡ Il ne nous semblait pas raisonnable de faire des hypothèses sur la répartition des moyens de production et de la consommation à une échelle plus fine que la région à un horizon de plusieurs décennies. Du moins la construction de telles hypothèses nécessiterait une étude dédiée à cette question.

≡ Toutefois, l'ensemble de la production et de la consommation française intervient dans le calcul de  $H_{syn}$ , ce qui revient à supposer que les lignes de niveau de tension inférieur sont toujours suffisamment dimensionnées pour acheminer l'électricité depuis les producteurs jusqu'aux consommateurs.

≡ Ne pas représenter ces réseaux revient à ignorer les congestions qui pourraient exister sur ceux-ci, ainsi que les investissements à réaliser pour les dimensionner correctement selon l'évolution de la consommation et de la production décentralisée. Il faut donc se rappeler en interprétant nos résultats de modélisation que les coûts calculés par le modèle constituent une borne inférieure des investissements à réaliser sur le réseau électrique.

≡ Du point de vue du couplage apporté par une ligne électrique, les lignes 225 kV sont donc un peu moins de deux fois moins performantes que les lignes 400 kV : elles contribuent d'autant moins à l'indicateur de synchronisme. Néanmoins il est important de ne pas négliger les lignes 225 kV car elles sont également utilisées, au moins en partie, pour le grand transport de l'électricité, c'est-à-dire pour le maillage à l'échelle nationale (Commission de Régulation de l'Energie 2016a), et sont environ deux fois plus nombreuses que les lignes 400 kV.

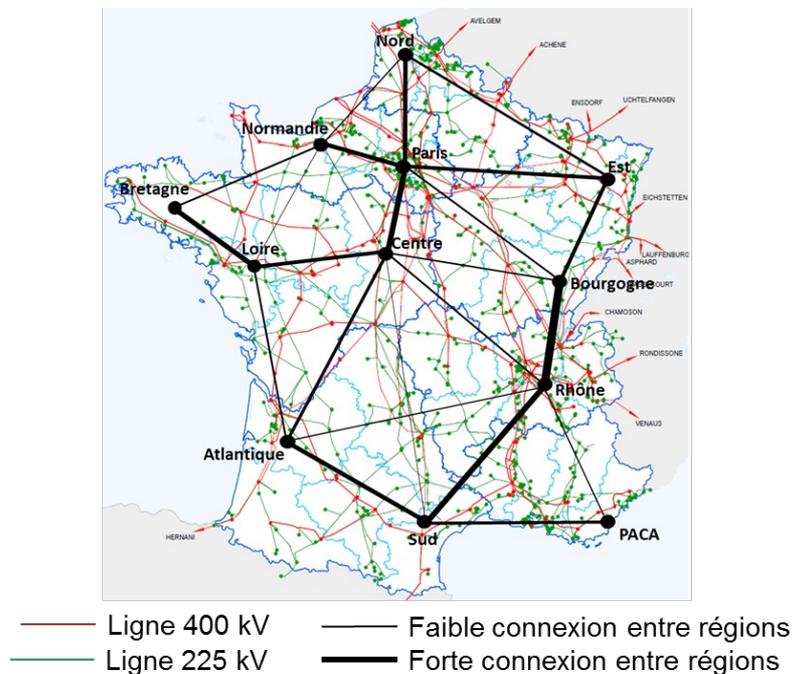
≡ Ici technologie désigne ou bien une technologie de production ou de stockage (fossile, nucléaire, éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque, hydraulique, STEP, biomasse, géothermie, hydrolien, houlomoteur, marémoteur, stockage), la demande électrique, les importations d'électricité ou encore les exportations d'électricité.

$$(3-1) \quad X_a(T, R) = X_{ref}(T, R) \quad , \text{ avec « ref » désignant l'année de référence.}$$

Cette répartition de référence est présentée Figure 3-72 ainsi que dans le Tableau A-26 en annexe. D'autres répartitions ont également été considérées et ont permis d'obtenir les résultats de l'annexe A-4.3..

**Tableau 3-7 : Caractéristiques des réseaux 225 et 400kV de RTE.**

Niveau de tension	225 kV	400 kV
Réactance linéique ( $\Omega/\text{km}$ )	0,35	0,3
<b>(Van Cutsem 2014, 50)</b>		
Longueur total du réseau (km)	25.528	21.361
<b>(RTE 2012b)</b>		
Nombre de lignes	548	291
<b>(RTE 2016a)</b>		
Longueur moyenne des lignes (km)	46,58	73,41
Susceptance moyenne des lignes (S)	0,06	0,05
Couplage moyen (GW)	<b>3,10</b>	<b>7,27</b>



**Figure 3-71 : Graphe du réseau agrégé considéré dans ce travail pour représenter le réseau électrique 225-400 kV français.<sup>λ</sup>**

<sup>λ</sup> Sur ce graphe, un nœud représente une région et une arête un ensemble de lignes entre 2 régions.

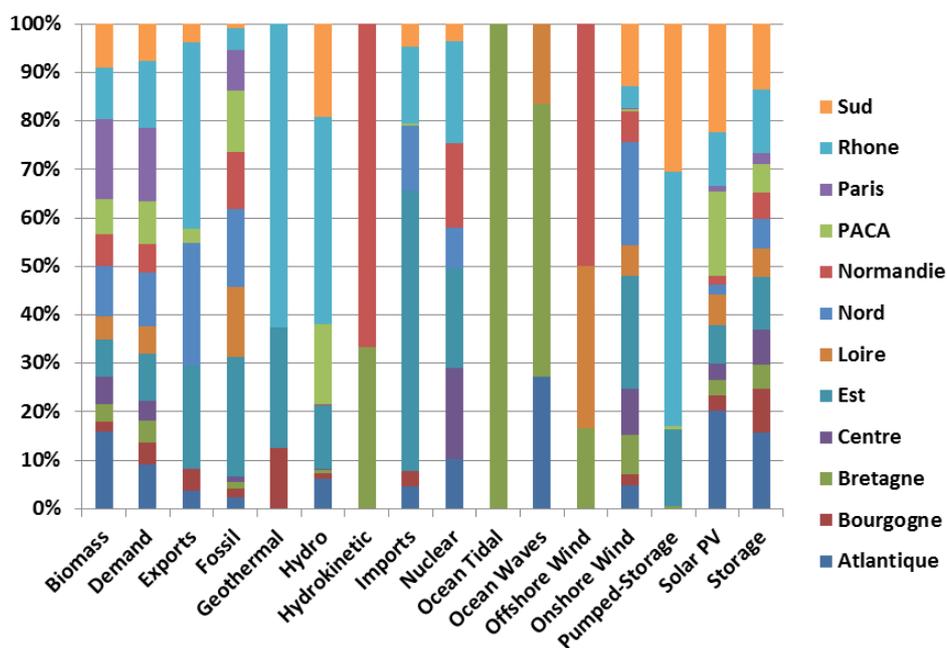


Figure 3-72 : Répartition actuelle des moyens de production dans les 12 régions de la France continentale.<sup>λλ</sup>

L'ensemble de ces hypothèses nous permettent ainsi de calculer l'indicateur de synchronisme à partir des résultats du modèle TIMES-FR-ELC (en version discrétisée ou non).

### 3-D.4. Preuve de concept : le cas de l'île de la Réunion

Afin d'illustrer l'utilisation de l'indicateur de synchronisme dans une étude prospective, nous prenons ici comme exemple le cas de l'île de la Réunion. La petite taille de ce système électrique, la diversité des sources d'énergie qui y sont utilisées et l'objectif d'indépendance énergétique d'ici 2030, avec notamment une production d'électricité 100% renouvelable (*Loi n° 2009-967 2009*), en font en effet un terrain d'étude pertinent avant d'appliquer notre méthodologie au système électrique de la France métropolitaine, de taille plus conséquente.

#### 3-D.4.a. Panorama du système électrique réunionnais actuel

En 2014, le parc de production électrique réunionnais représentait 838 MW dont un peu plus de la moitié composé de centrales fonctionnant aux énergies fossiles (fioul, gazole, charbon, huiles usagées) et un peu moins de la moitié, de centrales utilisant des sources d'énergie renouvelable, majoritairement de l'hydraulique et du solaire photovoltaïque (Figure 3-73).

≡ Dans les scénarios de référence, cette répartition est conservée dans le temps, exceptés pour l'éolien en mer et les interconnexions pour lesquels la répartition évolue au cours du temps (voir Tableau A-27 et Tableau A-28 en annexe).

≡ Notons que les importations et exportations sont celles entre la France et les pays voisins. Les échanges entre les régions ne sont pas calculés : le calcul de l'indicateur de synchronisme repose sur celui des productions nettes par région, et la différence entre les productions nettes de deux régions connectées traduit indirectement les échanges.

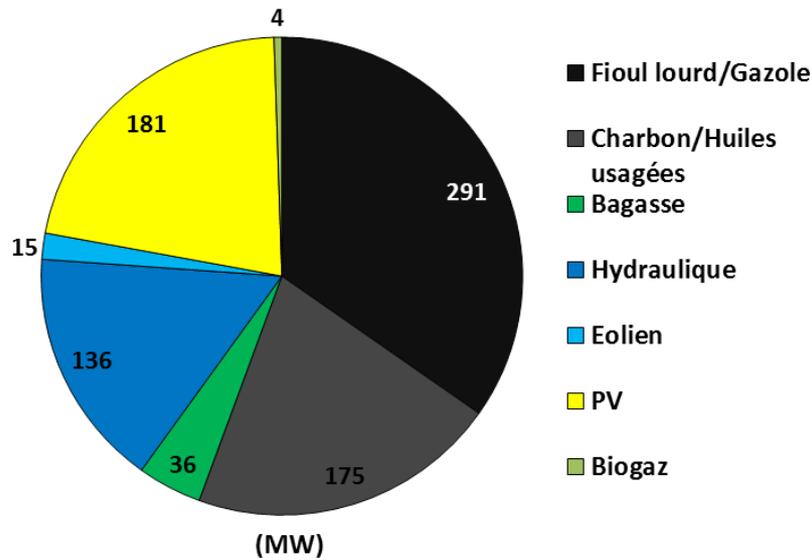
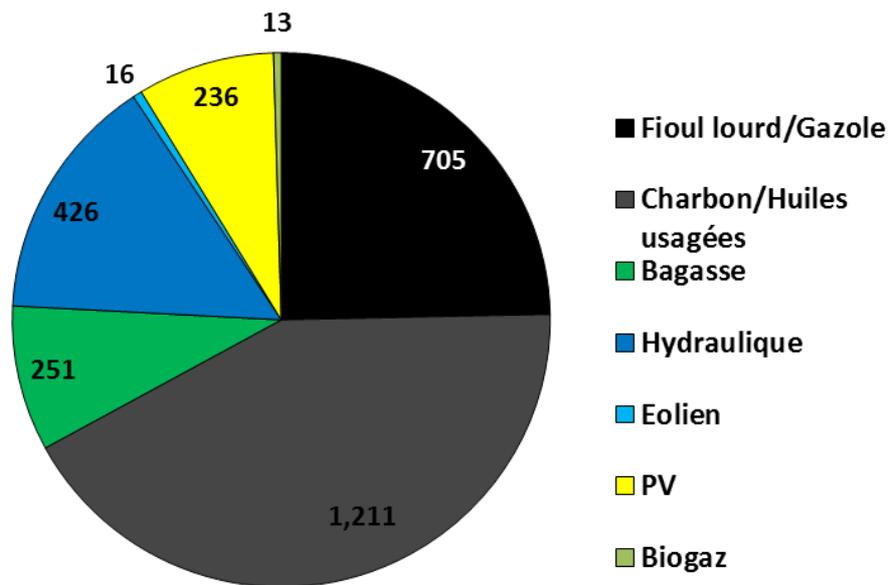


Figure 3-73 : Parc de production électrique sur l'île de la Réunion en 2014 (EDF 2016).

Ce parc de production a permis la production de 2 857 GWh en 2014 dont les deux-tiers provenant des énergies fossiles, 15% de l'hydraulique et un peu moins de 10% de la biomasse et du photovoltaïque (Figure 3-74).

Le calcul de l'indicateur de synchronisme nécessite également de connaître la répartition des moyens de production aux différents nœuds du réseau électrique réunionnais représentés Figure 3-82. La localisation des sites de production (Figure 3-75) et les données de consommation par commune (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015) permet de calculer la puissance moyenne produite et consommée à chaque nœud, en supposant un facteur de charge similaire sur l'ensemble de l'île. Notons que sur l'île de la Réunion le photovoltaïque est en grande majorité constitué de petites unités décentralisées qui ne sont pas représentées sur la Figure 3-75. La répartition de la puissance crête photovoltaïque est donnée Figure 3-76. A titre indicatif, la Figure 3-77 montre la production nette moyenne par nœud du réseau réunionnais. La production nette varie bien sûr fortement d'un moment à l'autre de l'année suivant les hausses et baisses de production et consommation, toutefois sa valeur moyenne illustre le caractère globalement producteur ou consommateur de chaque nœud.



(GWh)

Figure 3-74 : Mix électrique réunionnais en 2014 (EDF - Direction Des Systèmes Energétiques Insulaires 2015).

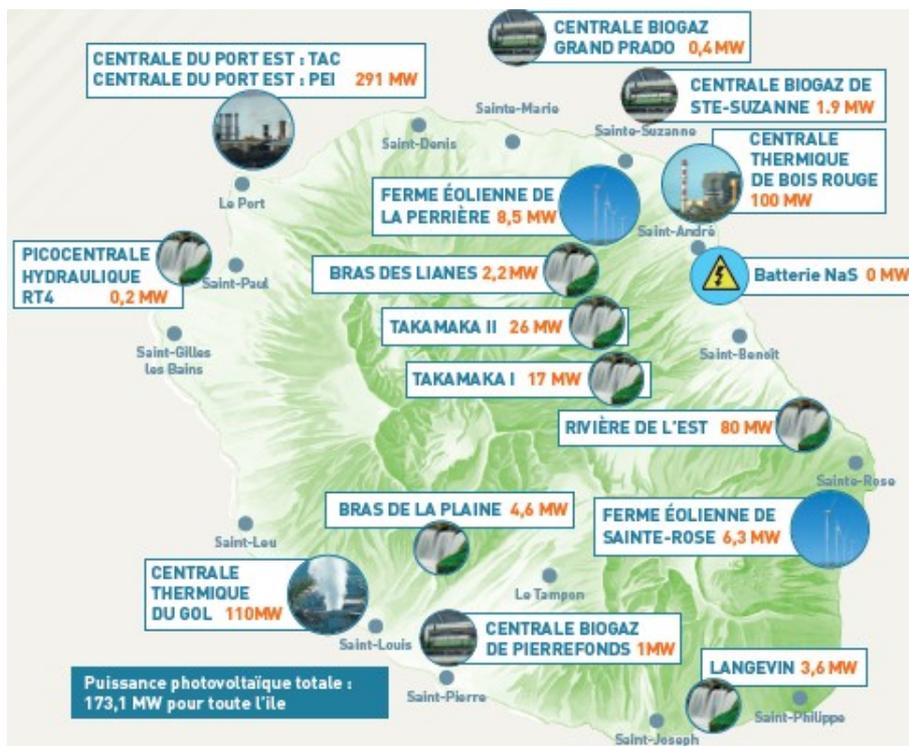


Figure 3-75 : Localisation des sites de production sur l'île de la Réunion (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015).

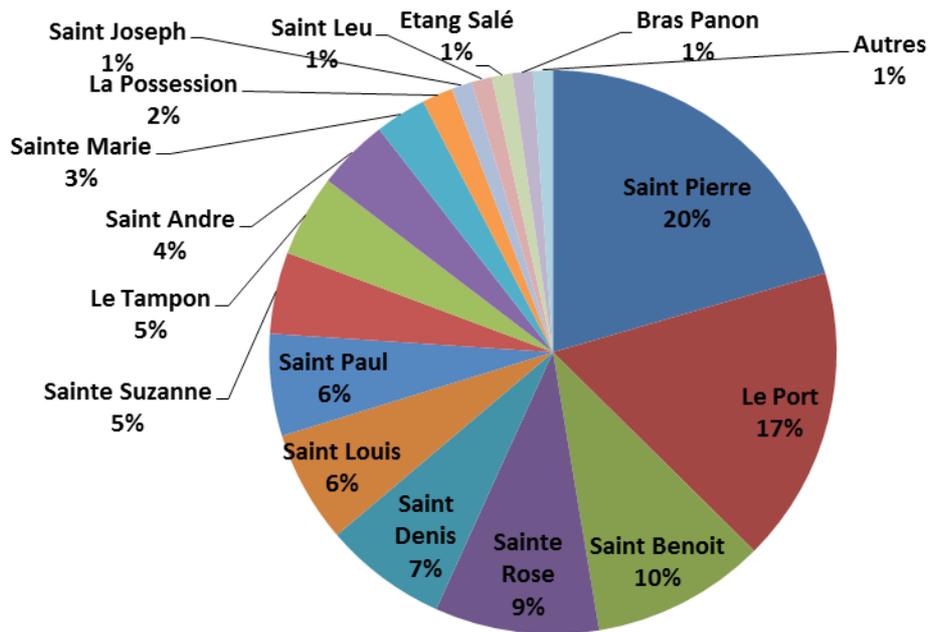


Figure 3-76 : Répartition de la capacité photovoltaïque installée sur l'île de la Réunion en % de la puissance crête totale (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015, 17).

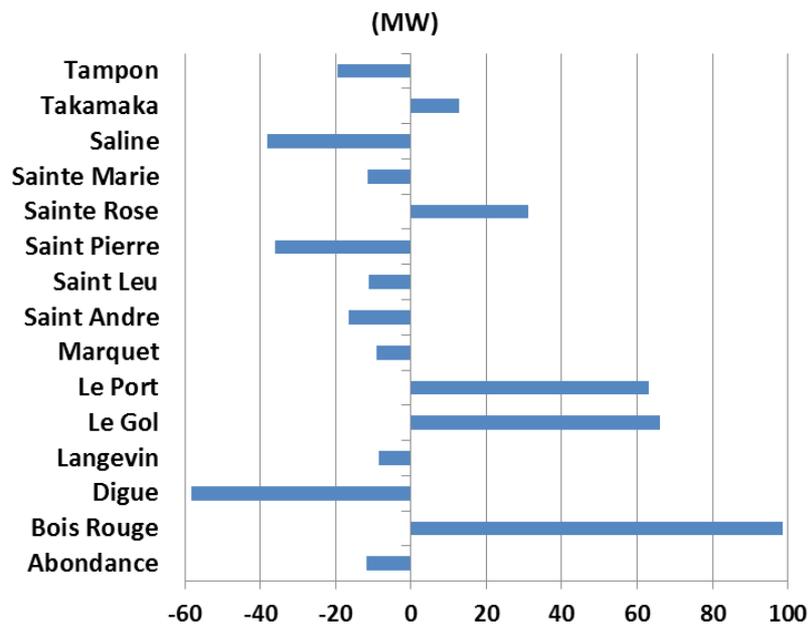


Figure 3-77 : Production nette par nœud du réseau électrique 63 kV de l'île de la Réunion.

Aujourd'hui, les nœuds producteurs de l'île de la Réunion sont essentiellement ceux sur lesquels sont installées des centrales thermiques (Le Port, Le Gol et Bois Rouge) et, dans une moindre mesure, des centrales hydrauliques (Sainte-Rose et Takamaka). Le réseau électrique haute-tension réunionnais doit donc être dimensionné pour faire transiter des flux électriques correspondant à ces productions depuis ces nœuds producteurs vers les nœuds voisins.

### 3-D.4.b. *Evolution du système électrique réunionnais vers le 100% renouvelable*

Les systèmes électriques insulaires, nous l'avons vu dans le cas de la Réunion, reposent aujourd'hui sur de fortes importations d'énergies fossiles, conduisant à des émissions de gaz à effet de serre et à des coûts de production plus élevés que dans le cas de la métropole (Guerassimoff et Maïzi 2008). Les contraintes que font peser une telle dépendance sur ces territoires, pourtant dotés d'importantes ressources renouvelables, ont conduit les pouvoirs publics à fixer des objectifs d'autonomie énergétique pour ces territoires à l'horizon 2030, tout d'abord dans la loi Grenelle (*Loi n° 2009-967* 2009, article 56), puis réaffirmés dans la loi relative à la *transition énergétique pour la croissance verte* (*Loi n° 2015-992* 2015, article 1er III.8). De tels objectifs nécessitent une évolution rapide et profonde des parcs de production électrique concernés, et ce d'autant plus que l'évolution de la consommation électrique y est résolument haussière contrairement au cas de la métropole (Commission de Régulation de l'Énergie 2016c). Le scénario de référence d'EDF pour l'île de la Réunion prévoit ainsi une croissance annuelle de la consommation électrique de 1,8% jusqu'en 2020 puis un ralentissement de cette augmentation entre 2020 et 2030, conduisant à une consommation de 3 651 GWh à cette horizon (EDF - Direction Des Systèmes Energétiques Insulaires 2015) contre 2 597 GWh en 2014 (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015).

La modélisation prospective permet l'exploration de telles évolutions par l'analyse des choix technologiques susceptibles de répondre à une demande prévisionnelle au moindre coût et en respectant des objectifs politiques et des contraintes techniques d'opération de ces technologies. Un modèle de la famille MARKAL/TIMES a été proposé pour étudier l'impact de la pénétration du renouvelable sur la fiabilité de la fourniture du système électrique réunionnais (Drouineau 2011). Ce modèle a été discrétisé afin d'endogénéiser l'indicateur cinétique (partie 3-D.2.) et complété pour prendre en compte les possibilités offertes par les technologies smartgrids (stockage et modulation de la demande) (Bouckaert 2013).

Nous reprenons ici ce modèle en complétant les analyses réalisées dans ces références par l'étude de l'évolution de l'indicateur de synchronisme dans un scénario de déploiement rapide des moyens de production renouvelables. L'objet de ce chapitre n'étant pas de discuter des résultats de prospective mais de montrer la construction d'un indicateur traduisant certaines propriétés de robustesse d'un système électrique et son application à la prospective énergétique, nous ne détaillerons pas ici l'ensemble des hypothèses du modèle utilisé<sup>λ</sup>.

Afin de répondre à l'augmentation de la demande et aux objectifs d'indépendance énergétique à 2030, la capacité installée triple, passant de 625 MW à 1 845 MW, notamment tiré par l'essor des centrales photovoltaïques et, dans une moindre mesure, des énergies marines, des centrales utilisant la bagasse ou le bois comme combustible et des barrages hydrauliques (Figure 3-78). Notons que les centrales fossiles encore présentes en 2030 dans ce scénario ne fonctionnent plus puisque la production d'électricité provient exclusivement des sources renouvelables à cet horizon. Elles ne subsistent dans le modèle que parce qu'elles n'ont pas encore atteint leur durée de vie.

---

<sup>λ</sup> Les lecteurs et lectrices qui souhaiteraient disposer de plus d'informations sur ce modèle sont invitées à consulter les références (Drouineau 2011, chap. 3; Bouckaert 2013, chap. 4).

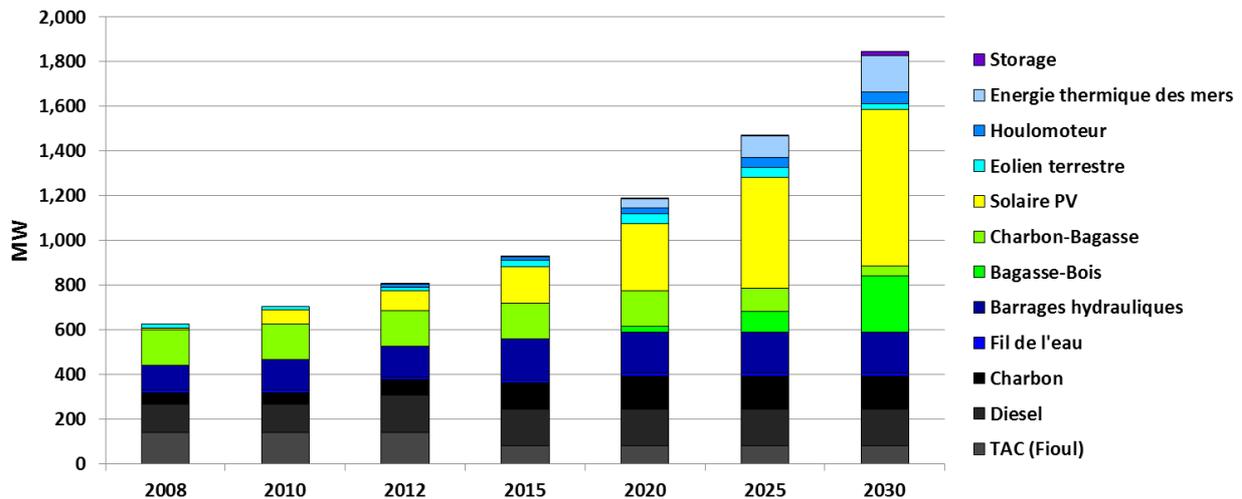


Figure 3-78 : Evolution du parc électrique installé sur l'île de la Réunion entre 2008<sup>λ</sup> et 2030 dans un scénario 100% renouvelable présentant un niveau suffisant de réserve cinétique.

En termes de production électrique, les parts des centrales à bagasse/bois, des centrales hydrauliques et de l'énergie thermique des mers, sont plus élevées que celle du photovoltaïque du fait de facteurs de charge plus importants. Malgré une capacité installée relativement modeste, l'énergie thermique des mers devient la première source de production d'électricité sur l'île de la Réunion en 2030 (Figure 3-79).

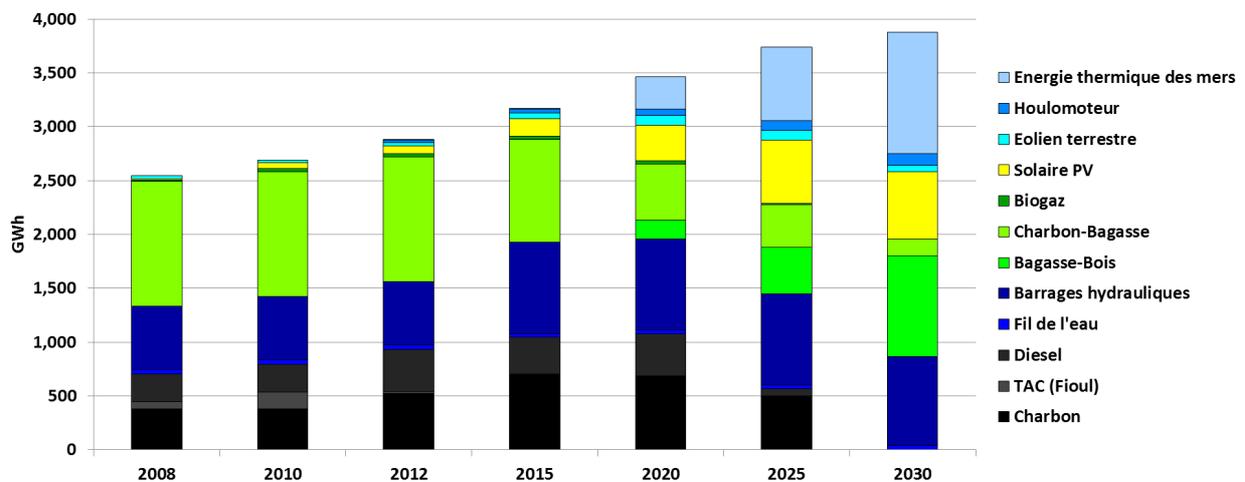


Figure 3-79 : Evolution de la production d'électricité sur l'île de la Réunion entre 2008 et 2030 dans un scénario 100% renouvelable présentant un niveau suffisant de réserve cinétique.

L'indicateur cinétique ayant été endogénéisé dans le modèle TIMES, il reste toujours supérieur à la valeur minimale observée aujourd'hui (Figure 3-80), malgré des niveaux de production photovoltaïque élevés durant certaines périodes de l'année (Figure 3-81)<sup>λ</sup>.

<sup>λ</sup> 2008 est l'année de référence du modèle TIMES utilisée ici pour représenter le système électrique réunionnais.

<sup>λ</sup> Nous rappelons que le renouvelable variable (photovoltaïque, éolien et houlomoteur) ne contribue à l'indicateur cinétique.

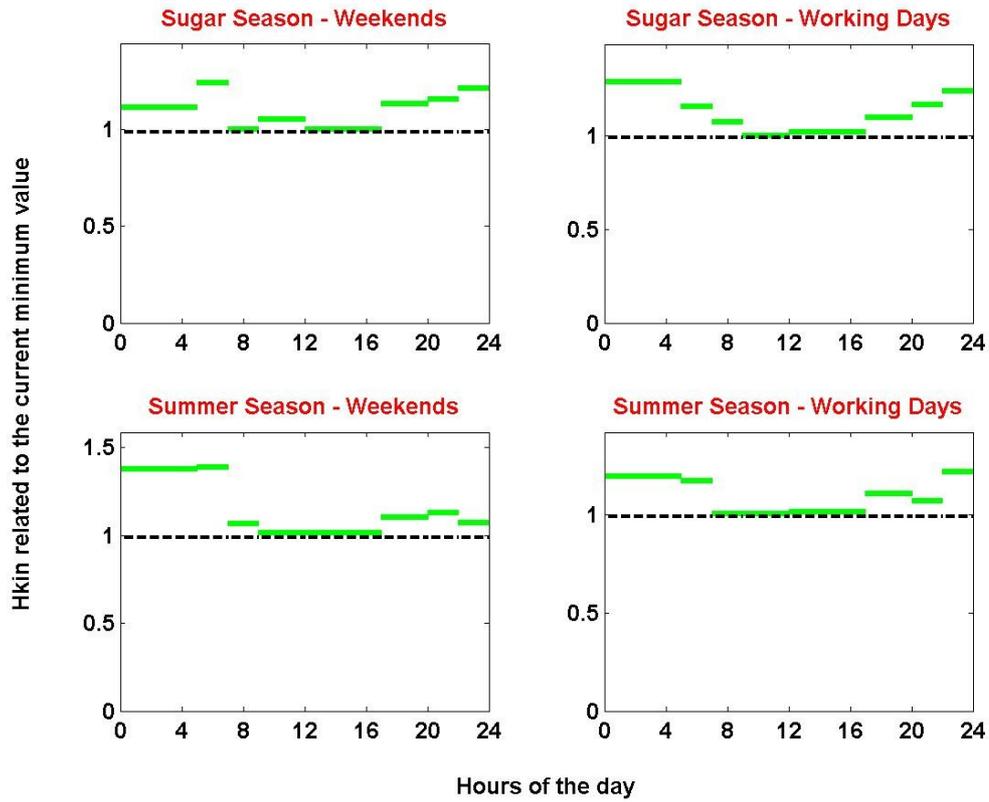


Figure 3-80 : Valeur relative de l'indicateur cinétique en 2030 par rapport au minimum de 2008 dans un scénario 100% renouvelable sur l'île de la Réunion *présentant un niveau suffisant de réserve cinétique.*<sup>λ</sup>

<sup>λ</sup> En vert, la valeur de l'indicateur lorsqu'il est supérieur à l'unité en valeur relative (c'est  $H_{cin}(t)/\min(H_{cin,ref})$  qui est ici représenté.

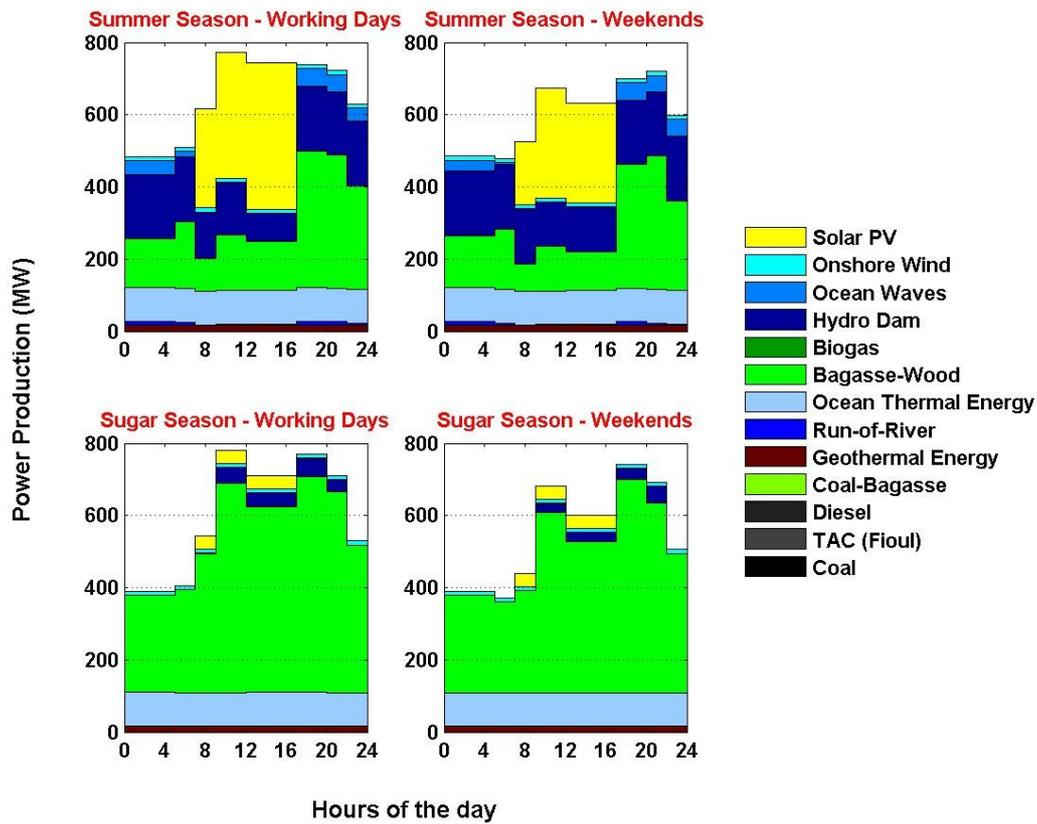


Figure 3-81 : Production électrique à différentes périodes de l'année en 2030 dans un scénario 100% renouvelable sur l'île de la Réunion *présentant un niveau suffisant de réserve cinétique.*

### 3-D.4.c. Application numérique pour le calcul du numérateur de Hsyn

Nous considérons ici le réseau haute-tension 63 kV<sup>λ</sup> de l'île de la Réunion. Sur ce réseau il y a 21 nœuds et 30 lignes comme le montre la Figure 3-82.

<sup>λ</sup> Plus haut niveau de tension sur l'île de la Réunion et qui constitue donc le réseau de transport d'électricité sur ce territoire.

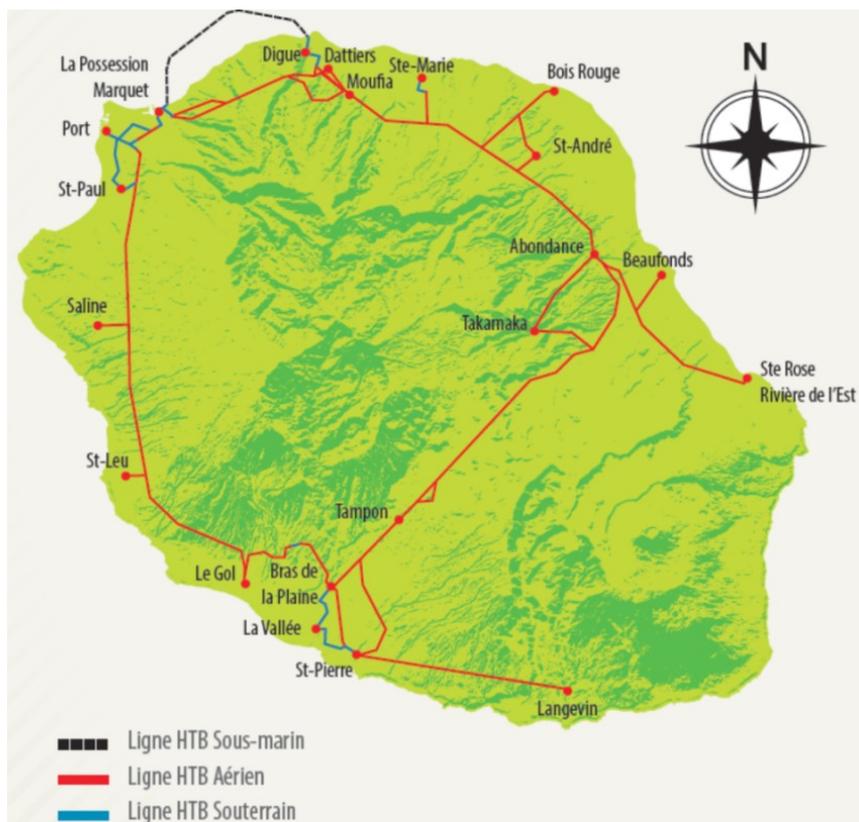


Figure 3-82 : Réseau électrique 63 kV de l'île de la Réunion (Energies Réunion SPL et Observatoire Energie Réunion 2015).

Les longueurs de chaque ligne 63 kV sont alors obtenues grâce au système d'information géographique QGIS puis les réactances des lignes sont calculées en utilisant les données du Tableau 3-8.

Tableau 3-8 : Réactances linéiques retenues pour les lignes 63 kV (Van Cutsem 2014, 50–51)<sup>λ</sup>.

Type	Ligne aérienne	Ligne enterrée	Ligne sous-marine
Réactance linéique ( $\Omega/\text{km}$ )	0,3	0,1525	0,1525

L'équation (3-30) nous permet alors de calculer la matrice des termes de couplage  $C_{i,j}$  (Tableau A-33 en annexe).

#### 3-D.4.d. Pénétration du renouvelable et indicateur de synchronisme sur l'île de la Réunion

Afin de pouvoir calculer l'indicateur de synchronisme pour les différentes périodes et plages horaires du modèle, des hypothèses supplémentaires ont dû être prises par rapport à celles sur lesquelles repose le modèle TIMES utilisé dans cette étude. En effet, le dénominateur de cet indicateur nécessite de connaître la répartition des moyens de production, et de la consommation, sur les différents nœuds du réseau considéré. Si cette répartition est connue pour le parc électrique existant

<sup>λ</sup> Les valeurs retenues pour les lignes aériennes sont celles données dans la littérature pour le 70 kV. Pour les câbles (enterrés et sous-marins), nous avons effectué la moyenne entre les valeurs correspondant au 36 kV et au 150 kV (seules valeurs trouvées dans la littérature pour les câbles).

(partie 3-D.4.a.), il est nécessaire de faire des hypothèses sur l'implantation des futures centrales proposées par le modèle. Il est alors envisageable de réaliser plusieurs scénarios de répartition pour chaque scénario d'évolution du mix électrique.

Dans ce cas d'étude, nous faisons l'hypothèse que les nouveaux moyens de production sont installés là où des moyens similaires étaient déjà implantés. Par exemple, puisque les centrales fonctionnant au charbon et à la bagasse de l'île de la Réunion sont aujourd'hui installées à proximité des postes de Bois-Rouge et du Gol, les nouvelles centrales utilisant ces combustibles le seront également. Cette hypothèse traduit une préférence pour l'installation d'unités de production là où les infrastructures et les compétences sont déjà disponibles : proximité d'un port permettant de décharger des cargaisons de charbon et de routes adaptées pour le transporter jusqu'aux centrales, personnel compétent pour gérer ces centrales vivant dans les villes avoisinantes, etc. Les centrales thermiques nécessitant également une source froide, la présence de telles centrales sur un lieu donné permet de supposer qu'une telle source existe à cet emplacement et pourra éventuellement être utilisée pour de nouvelles centrales. Bien entendu, cette hypothèse de travail n'est pas exempte de défauts : rien ne garantit que la source froide ne risque pas d'atteindre les limites réglementaires de prélèvement ou d'échauffement si de nouvelles centrales viennent y puiser ; que les infrastructures existantes ne doivent pas être redimensionnées pour accueillir cette nouvelle production, ou encore que l'espace requis pour implanter ces centrales soit suffisant. Ces contraintes ne seront pas discutées plus en détail ici, cette étude visant avant tout à montrer les potentialités d'analyse offertes par l'indicateur de synchronisme, ainsi que les difficultés inhérentes à son calcul.

Concernant les nouvelles technologies de production envisagées<sup>3</sup>, essentiellement les énergies marines dans cette étude, elles sont réparties de manière homogène suivant les contraintes naturelles qu'elles imposent (postes électriques proches de l'océan en l'occurrence). Les nouvelles capacités de solaire photovoltaïque sont, elles, réparties sur l'ensemble du territoire réunionnais suivant la répartition actuelle (Figure 3-76). De même, nous conservons la répartition actuelle de la consommation sur les différents postes du réseau 63 kV.

Finalement, la répartition des nouveaux moyens de production installés entre 2008 et 2030 par le modèle TIMES dans le scénario 100% renouvelable est donnée Figure 3-83.

---

<sup>3</sup> C'est-à-dire les technologies qui ne sont pas encore employées aujourd'hui pour produire de l'électricité sur l'île de la Réunion.

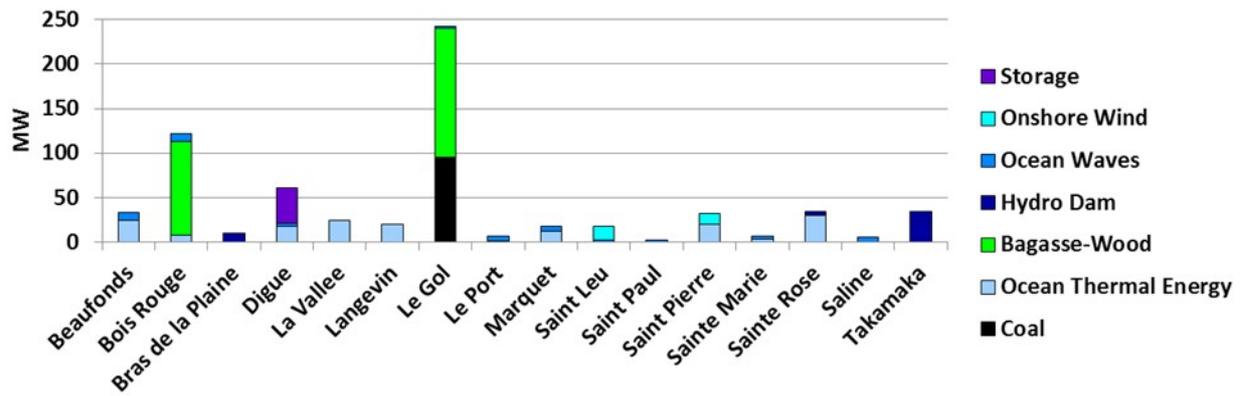


Figure 3-83 : Répartition des nouveaux moyens de production installés sur l'île de la Réunion entre 2008 et 2030 dans un scénario 100% renouvelable présentant un niveau suffisant de réserve cinétique.<sup>1</sup>

Connaissant cette répartition, ainsi que la production électrique par technologie pour chaque saison, jour et plage horaire telle que donnée par le modèle TIMES, il est désormais possible de calculer l'indicateur de synchronisme pour le réseau 63 kV actuel de l'île de la Réunion.

En 2008, l'indicateur de synchronisme est toujours supérieur à 1 (Figure 3-84). D'après la condition (3-35), le système électrique de la Réunion est donc toujours stable aujourd'hui : en cas d'aléa « raisonnable » il retournera spontanément au synchronisme. En 2030, l'indicateur de synchronisme est inférieur à 1 lors de certaines plages horaires de la saison sucrière, atteignant parfois 0,74 (Figure 3-85), dans l'hypothèse où le réseau électrique est considéré n'avoir pas évolué. Notons qu'une valeur inférieure à 1 pour l'indicateur de synchronisme ne signifie pas forcément l'instabilité du système électrique considéré puisque (3-35) est une condition suffisante mais non nécessaire.

Ce résultat doit être analysé dans un contexte de croissance de la consommation d'électricité, comme c'est le cas sur l'île de la Réunion (voir 3-D.4.b.) : notre hypothèse de répartition de la consommation et des nouveaux moyens de production conduit les nœuds producteurs à augmenter leur production et les nœuds consommateurs à augmenter leur consommation. En première approximation, les flux transitant sur le réseau sont proportionnels à la consommation : si cette dernière augmente, ils augmenteront d'autant. Dans un tel contexte, il est nécessaire de redimensionner le réseau électrique afin de faire face à cet accroissement des flux d'électricité.

Par ailleurs, en 2030 l'indicateur a été fortement dégradé durant la saison sucrière alors qu'il a été plutôt amélioré durant l'été. Cet effet saisonnier ne peut être expliqué par l'amplitude de la consommation, celle-ci étant équivalente entre ces deux saisons (Figure 3-86). C'est la forte pénétration du photovoltaïque dans le scénario étudié (Figure 3-79) et dont la répartition est plus homogène que celle des moyens de production centralisés (Figure 3-76), qui permet, en répondant localement à la demande, de réduire les échanges d'électricité sur le réseau de transport 63 kV et ainsi d'améliorer l'indicateur de synchronisme en été, lorsque la production photovoltaïque est élevée (Figure 3-81).

<sup>1</sup> La répartition de la production photovoltaïque est donnée à la Figure 3-76.

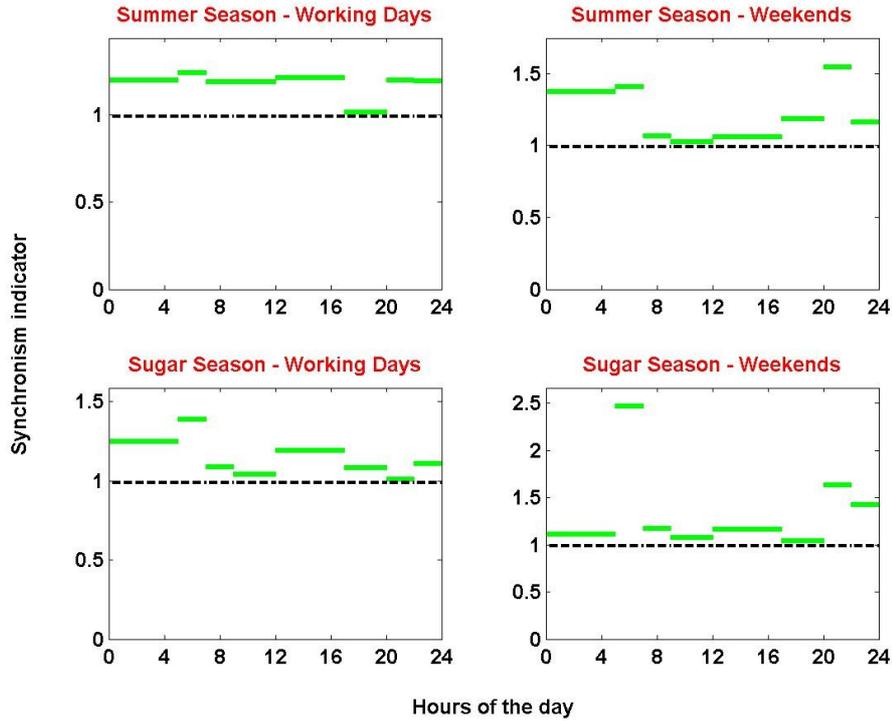


Figure 3-84 : Indicateur de synchronisme de l'île de la Réunion en 2008 pour différentes saisons, jours et plages horaires, calculé sur le réseau électrique 63 kV.<sup>λ</sup>

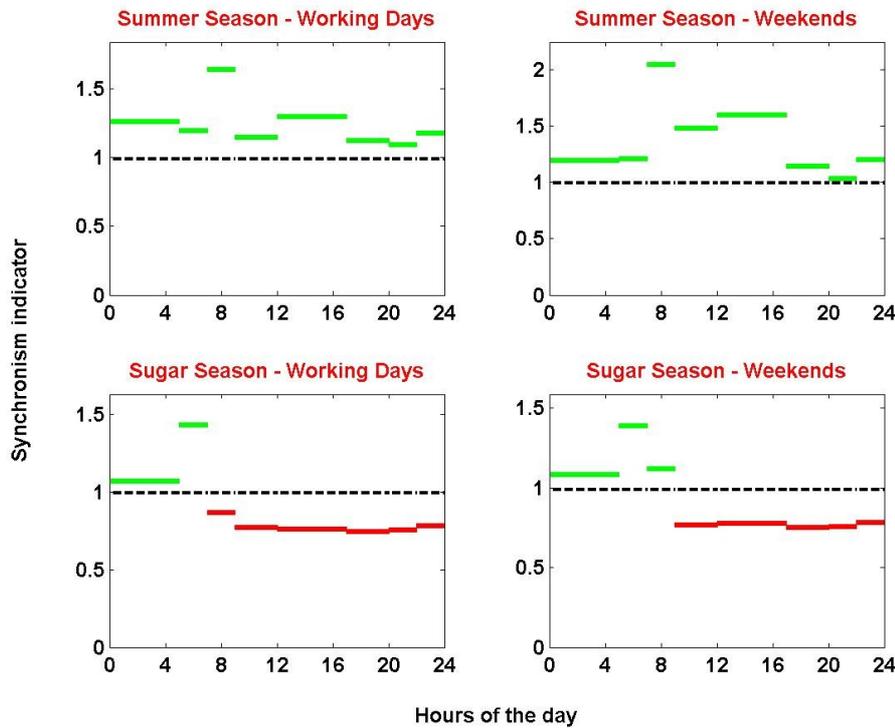


Figure 3-85 : Indicateur de synchronisme de l'île de la Réunion en 2030, dans un scénario 100% renouvelable présentant un niveau suffisant de réserve cinétique, pour différentes saisons, jours et plages horaires, calculé sur le réseau électrique 63 kV.<sup>230</sup>

<sup>λ</sup> En vert, la valeur de l'indicateur lorsqu'il est supérieur à 1, et en rouge, lorsqu'il est inférieur à 1.

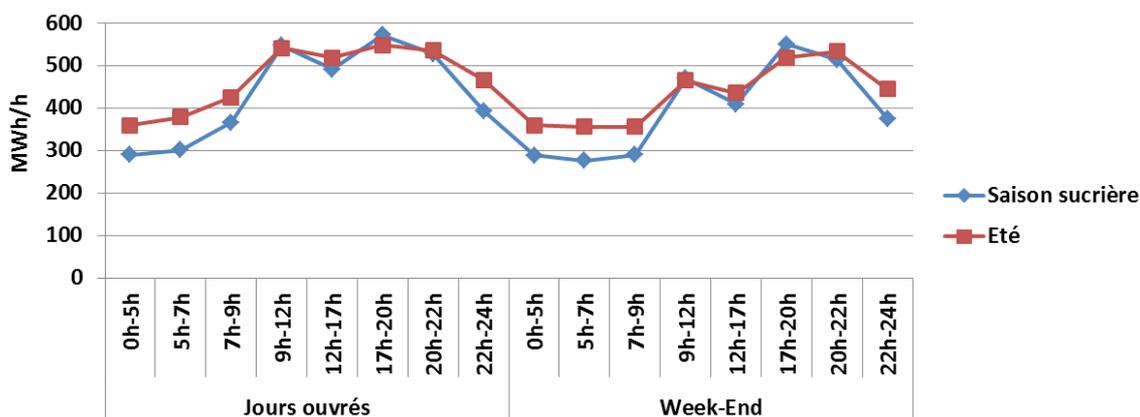


Figure 3-86 : Consommation électrique de l'île de la Réunion en 2030 dans un scénario 100% renouvelable présentant un niveau suffisant de réserve cinétique.

### 3-D.4.e. Amélioration de l'indicateur de synchronisme par renforcement du réseau électrique

Afin de garantir la stabilité du système électrique, il est préférable que l'indicateur de synchronisme soit toujours supérieur à l'unité. Nous venons de voir que ce n'était plus le cas pour le système électrique réunionnais de 2030, dans un scénario 100% renouvelable.

Dans la section précédente nous avons toutefois considéré que le réseau de transport réunionnais n'évoluait pas du tout par rapport à la situation actuelle. Or les gestionnaires de réseau ont pour mission d'assurer une certaine qualité de la fourniture d'électricité, et doivent ainsi anticiper les évolutions de la consommation et du mix électrique par le renforcement des infrastructures de réseau si nécessaire. Dans le cas de la métropole, ces anticipations sont réalisées par RTE à travers les schémas décennaux. Sur l'île de la Réunion, ainsi que sur les autres territoires insulaires français, EDF SEI joue le rôle de producteur, gestionnaire du réseau et fournisseur. A ce titre il réalise des Bilans Prévisionnels de l'Equilibre Offre/Demande ayant pour vocation d'évaluer l'évolution de la consommation et de la production à une vingtaine d'années, et permettant également d'imaginer les renforcements du réseau nécessaires pour faire face à cette évolution. Le dernier Bilan Prévisionnel réalisé en 2015, fait notamment le point sur les renforcements récents et à venir en montrant le lien entre équilibrage de la consommation et de la production, et fragilités du réseau électrique : il y est explicitement mentionné l'intérêt de « consolider la production dans le sud de l'île pour prévenir les contraintes sur les ouvrages reliant cette zone au nord de l'île » (EDF - Direction Des Systèmes Energétiques Insulaires 2015, sect. 2.2.3). En conclusion, le gestionnaire de réseau de transport, en l'occurrence EDF-SEI, ne laisserait pas se dégrader ainsi la fiabilité du système électrique, et il est raisonnable d'envisager les renforcements qui permettraient de conserver un niveau satisfaisant de qualité de la fourniture d'électricité.

En doublant certaines des lignes existantes<sup>λ</sup> (Figure 3-87), il est alors possible de ramener l'indicateur de synchronisme au-dessus de l'unité à chaque période de l'année en 2030, dans le scénario 100% renouvelable étudié (Figure 3-88). Le renforcement effectué a permis de faire passer la connectivité algébrique pondérée du réseau électrique de 117 MW à 206 MW (soit une augmentation de 75%) et

<sup>λ</sup> 9 lignes sur les 30 que compte l'île de la Réunion ont été doublées ici.

ainsi de faire augmenter l'indicateur de synchronisme d'autant<sup>λ</sup>. Notons que puisque le couplage apporté par une ligne électrique varie comme l'inverse de sa longueur (équation (3-37)), le renforcement d'une ligne de faible longueur tend à plus augmenter la connectivité algébrique et donc l'indicateur de synchronisme que celui d'une ligne plus longue.



Figure 3-87 : Réseau 63 kV existant de l'île de la Réunion et lignes renforcées.

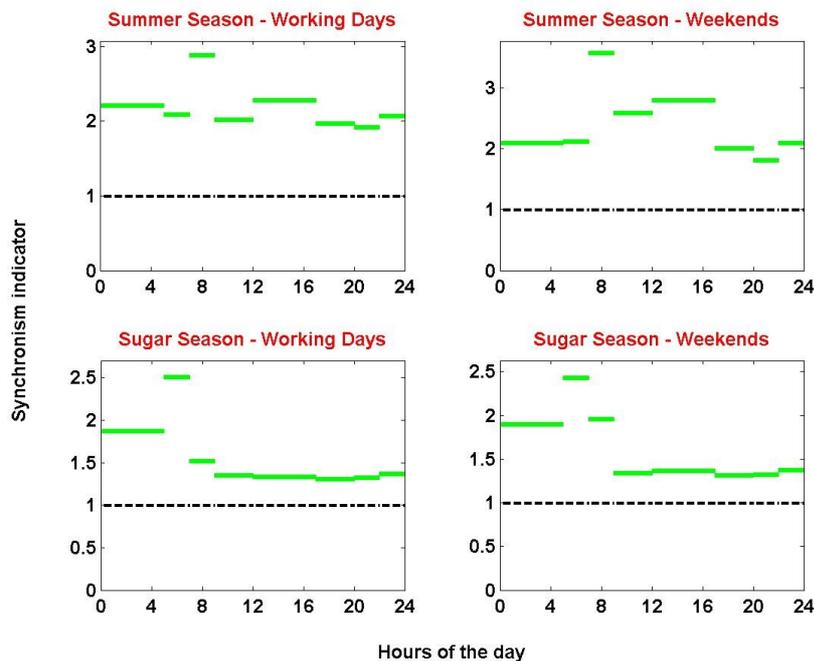


Figure 3-88 : Indicateur de synchronisme de l'île de la Réunion en 2030, dans un scénario 100% renouvelable présentant un niveau suffisant de réserve cinétique, pour différentes saisons, jours et plages horaires, calculé sur le réseau électrique 63 kV renforcé.<sup>230</sup>

<sup>λ</sup> En effet, les lignes construites n'introduisant pas une nouvelle manière de connecter deux nœuds du réseau 63 kV, elles ne modifient pas le calcul du dénominateur de l'indicateur de synchronisme mais seulement son numérateur.

### Conclusion du chapitre 3

Dans ce chapitre nous avons établi un indicateur, *l'indicateur de synchronisme*, qui traduit la stabilité d'un système électrique (équation (3-36)). Lorsque cet indicateur est supérieur à l'unité, des travaux théoriques sur le modèle de Kuramoto ont permis de montrer que le système électrique revenait spontanément au synchronisme suite à un aléa l'ayant perturbé localement (Florian Dörfler 2013). Cet indicateur s'interprète comme la compétition entre la robustesse du réseau électrique et les déséquilibres locaux entre productions et consommations, responsables de flux plus ou moins importants sur ce réseau. La robustesse du réseau s'apparente au couplage dans le modèle de Kuramoto et les déséquilibres locaux à des pulsations hétérogènes des oscillateurs.

Bien que le calcul de cet indicateur nécessite des hypothèses de répartition des productions et de la consommation d'électricité à l'échelle du territoire étudié, il reste néanmoins compatible avec les exigences de la démarche prospective : la donnée d'un nombre restreint d'informations permet d'effectuer des calculs, certes approximatifs, mais pertinents pour l'analyse de phénomènes physiques complexes sur le long terme. Rappelons qu'au chapitre 2 (partie 2-C.4.) nous avons montré que les approches existantes ne permettaient pas de traduire les phénomènes de très court terme de la dynamique des systèmes électriques, pourtant cruciaux dans l'étude de l'équilibre production-consommation, dans une approche de prospective long terme. L'approche par indicateurs, initiée dans (Drouineau 2011), complétée dans (Bouckaert 2013), et dans laquelle s'inscrit le présent travail, constitue donc une alternative pertinente pour l'analyse de ces phénomènes de court terme dans les études de prospective portant sur les systèmes électriques. Par rapport aux indicateurs cinétique et magnétique, l'indicateur de synchronisme offre une dimension supplémentaire d'analyse en explorant les conditions de développement du réseau électrique permettant d'assurer un certain niveau de fiabilité du système électrique. De plus, le calcul de l'indicateur cinétique, qui résulte d'une agrégation sur l'ensemble des machines synchrones, repose sur l'hypothèse que le synchronisme est maintenu, ce que permet justement de déterminer l'indicateur de synchronisme.

Les études de prospective réalisées dans le cadre de ce travail reposent sur un modèle de la famille TIMES dédié au secteur électrique français. Celui-ci est complété par des algorithmes permettant de calculer les indicateurs cinétique, magnétique et de synchronisme. Parmi ceux-ci, certains ont été repris et adaptés de (Drouineau 2011), d'autres ont été spécifiquement construits dans le cadre de ce travail de thèse. Les algorithmes mis en place permettent alors un traitement plus systématique du calcul des indicateurs, qui facilitent l'analyse d'un grand nombre de scénarios.

S'inspirant du travail réalisé dans (Bouckaert 2013) et bénéficiant d'une collaboration (Faust Nzengue 2015; Li 2016), un nouveau modèle a également été proposé pour décrire le système électrique français en considérant les unités de production une à une. Ce modèle discrétisé, TIMES-FR-ELC-DIS, est construit automatiquement à partir du modèle initial TIMES-FR-ELC et d'une base de données détaillée pour le parc de production de référence. Cette automatisation permet également de produire des modèles plus ou moins détaillés selon les besoins et les contraintes de modélisation. Le modèle TIMES-FR-ELC-DIS permet alors d'endogénéiser le calcul de l'indicateur cinétique et ainsi de proposer des évolutions du système électrique français qui garantissent un niveau minimal de réserves cinétiques. En le combinant avec l'outil de calcul de l'indicateur de synchronisme, il devient donc possible de fournir une analyse poussée de l'évolution de la capacité de ce système à faire face

à des aléas, notamment dans des scénarios de forte pénétration du renouvelable variable. Ces analyses font l'objet du prochain chapitre.

L'approche proposée dans ce chapitre a également été utilisée pour l'étude de la pénétration du renouvelable sur l'île de la Réunion. Il a ainsi été montré que l'augmentation de la consommation envisagée à l'horizon 2030, ainsi que l'augmentation de la production en résultant, pourrait conduire à une augmentation des flux d'électricité sur le réseau de transport malgré un accroissement de la production photovoltaïque décentralisée. Cela détériore l'indicateur de synchronisme ce qui traduit un risque de perte de synchronisme sur le système électrique réunionnais. Cette dégradation de la stabilité peut toutefois être anticipée par un renforcement adéquat du réseau électrique.

Dans le chapitre 4 nous conduisons une étude plus détaillée de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français en analysant ses conséquences technico-économiques ainsi que sur les différents indicateurs présentés dans le présent chapitre.

*« On peut faire tourner un modèle mille fois, on peut faire tourner mille modèles une fois, mais on ne peut pas faire tourner mille modèles mille fois. »*

(Inspiré d'Emile dans La Cité de la Peur, 1994)

## Chapitre 4 : Déclinaison des indicateurs de fiabilité et de synchronisme : analyse des conditions de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français

Dans ce chapitre nous souhaitons mettre en lumière comment la méthodologie développée dans ce travail, ainsi que dans les précédentes thèses sur lesquelles nous nous appuyons, permet de confronter les évolutions de long terme du système électrique proposées par le modèle de prospective au fonctionnement de ce système, notamment à ses dynamiques de court terme. De cette confrontation se dégage le constat qu'au-delà de la pertinence économique d'une évolution donnée du système électrique, il est nécessaire de s'intéresser à la capacité d'un tel système à garantir la continuité de l'alimentation électrique au risque de proposer des scénarios peu compatibles avec cette exigence. Afin d'illustrer ces propos nous nous intéressons dans ce chapitre au cas d'application que constitue la pénétration du renouvelable dans le système électrique français. Il s'agit d'explorer les conditions techniques qui permettraient d'atteindre des objectifs plus ou moins ambitieux de pénétration du renouvelable à long terme (jusqu'en 2050), à l'aide du modèle TIMES-FR-ELC que nous avons présenté au chapitre 3. En effet, la pénétration du renouvelable est favorisée par des objectifs gouvernementaux et des mécanismes incitatifs (chapitre 1, partie 1-A.2.d.) et repose notamment sur des sources variables qui affectent la gestion du système électrique (chapitre 2, partie 2-B.).

Nous récapitulons tout d'abord dans la partie 4-A. les hypothèses qui sous-tendent les résultats de modélisation présentés ensuite dans la partie 4-B.. Outre l'étude du mix de production à l'horizon 2050, nous allons également nous intéresser aux évolutions économiquement optimales du parc de production qui permettent d'atteindre les niveaux voulus de pénétration du renouvelable. Dans la partie 4-C., nous complétons les analyses précédentes à l'aide des indicateurs présentés au chapitre 3. Ces indicateurs de stabilité du système électrique, utilisés en post-traitement, nous permettent d'appréhender comment différentes évolutions du parc de production peuvent affecter la sûreté d'un système électrique, c'est-à-dire son aptitude à répondre à la demande en toutes circonstances. Nous constatons alors que la pénétration du renouvelable peut, si elle n'est pas anticipée correctement, dégrader fortement cette aptitude, augmentant alors le risque de blackout sur le système électrique (partie 4-C.1.). Nous analysons dans quelle mesure de nouvelles technologies d'éoliennes fournissant de l'inertie synthétique au système électrique pourraient être une réponse pertinente à cette dégradation (partie 4-C.2.). A l'inverse, une décentralisation accrue de la production électrique, qui pourrait être l'une des conséquences possibles de la pénétration du renouvelable, peut être favorable à la stabilité du système électrique, du moins en conservant le réseau électrique actuel (partie 4-C.3.). Enfin, nous étudions dans la partie 4-D. la possibilité de construire un parc de production électrique intégrant un niveau élevé de renouvelable tout en conservant un niveau acceptable de réserve cinétique, à l'aide de la version discrétisée du modèle TIMES-FR-ELC décrit dans le chapitre 3 (partie 3-D.2.). Nous montrons d'une part qu'il est possible de maintenir cette réserve cinétique jusqu'à 75% de renouvelable dans la production électrique française et, d'autre part, nous examinons comment l'évolution optimale du système électrique français est modifiée par la contrainte sur l'indicateur cinétique.

#### 4-A. Corpus d'hypothèses adoptées pour l'exercice prospectif

Outre sa description géographique, temporelle et technologique présentée dans le chapitre précédent, un modèle de prospective de type bottom-up s'appuie sur un ensemble d'hypothèses cohérentes traduisant les caractéristiques technico-économiques des différentes technologies modélisées, ainsi que les prix et potentiels des commodités qu'elles utilisent. De plus, l'analyse par scénarios décrite dans le chapitre 1 (partie 1-C.1.) repose sur des hypothèses d'évolution de la demande, des hypothèses plus ou moins ambitieuses sur l'évolution du coût de technologies ciblées (par exemple des technologies encore au stade de recherche et développement), des objectifs politiques (réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, pénétration du renouvelable, ou encore arrêt de certains moyens de production), et des restrictions pouvant représenter des contraintes sociétales (limitation de la construction de nouvelles lignes électriques aériennes par exemple). Cette partie détaille les différentes hypothèses utilisées dans l'ensemble des scénarios étudiés.

Le taux d'actualisation utilisé dans l'ensemble de nos travaux est de 4%.

##### 4-A.1. Parc de production existant à l'année de référence

Le parc existant à l'année de référence est décrit par une trentaine de process de production d'électricité et d'interconnexions, dont les caractéristiques techniques sont récapitulées dans le Tableau A-34 en annexe. La capacité installée en 2012, par type de centrales, et l'évolution de la capacité résiduelle<sup>λ</sup> est donnée Figure 4-89.

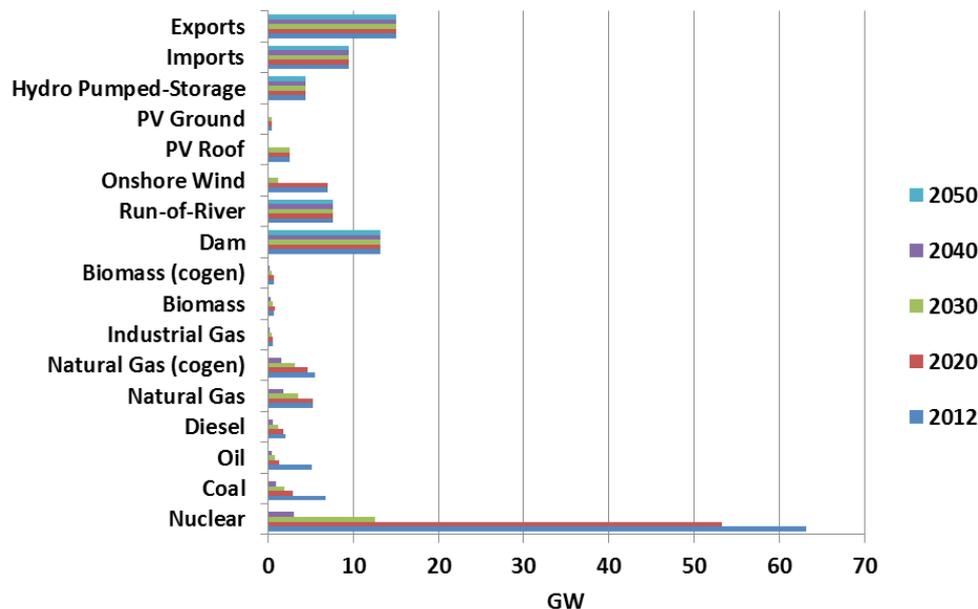


Figure 4-89 : Capacité installée des différents moyens de production existants en 2012, et évolution de la capacité résiduelle de ces moyens de production jusqu'en 2050.

<sup>λ</sup> Les interconnexions et les centrales hydrauliques sont ici supposées encore exister en 2050 du fait de leur grande durée de vie, alors que pour les autres moyens de production nous avons considéré une évolution décroissante de la capacité installée, plus ou moins rapidement en fonction de leur durée de vie.

#### 4-A.2. *Potentiels des différents moyens de production, de stockage, de la modulation de la demande et des interconnexions*

Dans l'optique de construire des scénarios ambitieux de pénétration du renouvelable, les potentiels retenus pour ces sources d'énergie, ainsi que pour les technologies de stockage, sont ceux proposés par l'ADEME dans ses visions 2030-2050 (ADEME 2013). Pour les capacités d'échange entre la France et les pays voisins, l'hypothèse à 2030 du scénario de référence du bilan prévisionnel de RTE a été retenue pour 2030, et celle du scénario « nouveau mix », plus ambitieuse en termes de développement des interconnexions, a été retenue pour 2050 (RTE 2014c). Le potentiel de la modulation de la demande, infra-horaire et infrajournalier (chapitre 3, partie Erreur : source de la référence non trouvée), est exprimé en pourcentage de la demande totale de chaque secteur. La pénétration à moyen et long terme de la modulation de la demande sur les différents secteurs de consommation n'étant pas disponible pour la France, nous avons élaboré nos propres hypothèses concernant ces potentiels en considérant des gisements raisonnables de modulation (10% de la demande de certains secteurs en 2050<sup>λ</sup>, avec une évolution continue entre 2020 et 2050). Enfin, les facteurs de charge des différentes technologies renouvelables non thermiques<sup>λ</sup> sont calculés à partir de données historiques de production pour celles déjà installées, et évalués à partir de données sur des projets pilotes pour les nouvelles technologies (typiquement les énergies marines). L'ensemble des données de potentiel ainsi que les disponibilités maximales sont récapitulées dans le Tableau 4-9.

#### 4-A.3. *Prix des combustibles*

Les prix des combustibles fossiles et de l'uranium enrichi sont tirés du scénario « politiques actuelles<sup>λ</sup> » du *World Energy Outlook*, 2013 de l'AIE (IEA 2013b). Pour la biomasse solide nous nous sommes appuyés sur une analyse des prix et disponibilités de plusieurs types de biomasse (Hugues 2015, fig. 2.16). Pour 2012, le prix retenu correspond à une tonne de matière sèche à 100€. Ce prix est ensuite interpolé linéairement jusqu'en 2050, année pour laquelle le prix retenu correspond à la moyenne des prix des différentes sources de biomasse pondérés par leurs disponibilités. Le prix du biogaz retenu dans le modèle pour 2012 correspond au coût moyen du biogaz brut (GDF Suez et al. 2009, fig. 30), puis nous avons considéré une évolution similaire à celle de la biomasse à l'horizon 2050. Enfin, la mobilisation des ressources issues des déchets résidentiels et industriels se faisant à un coût moindre que celle des ressources de type biomasse solide et biogaz, et du fait de la diversité des sources d'approvisionnement ainsi que du peu d'information publiquement accessible sur leurs coûts, il a été choisi de négliger ces derniers. L'ensemble de ces hypothèses est récapitulé dans le Tableau 4-10.

---

≡ Excepté pour les véhicules électriques pour lesquels nous avons considéré une hypothèse plus ambitieuse, avec 50% du parc participant à la modulation de la demande.

≡ En effet, le renouvelable thermique, typiquement la biomasse, est désagrégé en un grand nombre de technologies de production (chapitre 3, partie 3-C.4.a.) qui ont toutes des disponibilités différentes. De plus, chacune de ces technologies ont encore été désagrégées selon la méthodologie décrite dans la partie 3-C.5.a.. Ainsi, la plage de variation des disponibilités pour ces centrales est importante.

≡ D'autres scénarios d'évolution des prix proposés par le WEO 2013 de l'AIE (scénarios « nouvelle politique » et scénario « 450 ppm ») ont été testés sur différents scénarios de pénétration du renouvelable : ces prix différenciés n'affectaient pas les résultats du modèle qui recourait de la même manière aux combustibles fossiles.

**Tableau 4-9 : Potentiels à 2030 et 2050 et disponibilité maximale des moyens de production renouvelable, du stockage, de la modulation de la demande et des interconnexions, dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

Technologie	Potentiel en 2030	Potentiel en 2050	Disponibilité maximale
Eolien terrestre	34 GW	40 GW	23%
Eolien en mer	12 GW	30 GW	40%
Solaire PV	33 GW	65 GW	14%
Hydrolien	1 GW	3 GW	40%
Houlomoteur	0,2 GW	10 GW	40%
Biomasse solide	13,8 TWh	15,1 TWh	Dépend de la technologie utilisée pour produire de l'électricité
Biogaz	14,3 TWh	15,1 TWh	
Déchets municipaux	12,8 TWh	13,9 TWh	
Géothermie	1,2 TWh	4,6 TWh	85%
Barrage			23%
Hydraulique	Pas d'évolution de la production		
Fil de l'eau			48%
STEP	1 GW	1.5 GW	NA
AA-CAES	0.5 GW	0.5 GW	NA
Autres moyens de stockage	1 GW	3 GW	NA
Modulation infra-horaire <sup>1</sup>	2,5% de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire	10% de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire	NA
Modulation infra-journalière <sup>237</sup>	2.5% de la consommation des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ainsi que 12,5% de celle des VE/VHR	10% de la consommation des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ainsi que 50% de celle des VE/VHR	NA
Capacités d'importation	20 GW	24 GW	84%
Capacités d'exportation	25 GW	29 GW	84%

**Tableau 4-10 : Hypothèses de prix des différents combustibles utilisés par les moyens de production d'électricité dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

€/2012/GJ	2012	2020	2030	2040	2050
Pétrole	14,5	15,9	18,0	20,3	22,5
Gaz	8,6	9,1	9,9	10,7	11,5
Charbon	2,6	3,0	3,1	3,3	3,4
Uranium enrichi	0,65	0,68	0,72	0,76	0,80
Biomasse solide	5,55	5,78	6,06	6,35	6,63
Biogaz	8,50	8,85	9,28	9,72	10,15
Déchets municipaux et industriels	0	0	0	0	0

<sup>1</sup> Pour fixer les ordres de grandeur, les hypothèses prises sur la modulation de la demande peuvent conduire le modèle à effacer près de 8 GW de consommation durant une plage horaire en 2050, contre une capacité d'effacement mobilisable d'environ 3 GW aujourd'hui (RTE 2016a).

#### 4-A.4. Prix des importations, valorisation des exportations et de la chaleur

Le modèle peut recourir aux importations lorsque le coût marginal de la production nationale est plus élevé que le prix des importations, typiquement pendant les heures de pointe. Il peut également valoriser la production nationale à l'étranger lorsque ce coût marginal est en deçà du prix des exportations. Les valeurs retenues pour le prix des importations et le niveau de valorisation des exportations pour l'année de référence ont été calculées à partir des exportations et importations réalisées en 2012 (RTE 2013b, 26) ainsi que des données sur le commerce extérieur pour cette même année (CGDD 2013, 65). Le calcul des prix des importations et exportations en provenance de, et vers la France entre 2009 et 2014 montre une tendance à la baisse sur cette période (Figure 4-90).

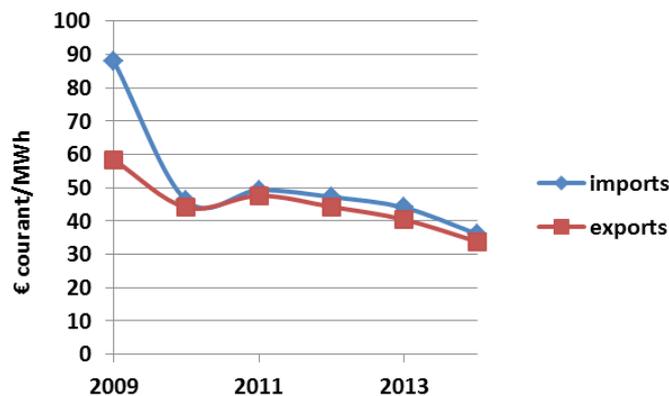


Figure 4-90 : Evolution des prix au MWh des importations et des exportations entre 2009 et 2014.<sup>λ</sup>

Cette baisse est directement liée à celle des prix de gros de l'électricité constatés en Europe du fait de la contraction des consommations, de la diminution des prix du charbon et du CO<sub>2</sub> ainsi que de l'essor du renouvelable dont la production est vendue à bas prix sur les marchés (Vogel et Vassilopoulos 2015; Commission de Régulation de l'Energie 2014b). En France, les prix de gros moyens sont par exemple passés d'environ 60€/MWh en 2011 à environ 40€/MWh depuis 2013 (Figure 4-91).



Figure 4-91 : Evolution des prix de gros en France entre 2005 et 2014 (UFE 2014).

<sup>λ</sup> Graphique tracé par l'auteur à partir des données des bilans énergétiques de la France réalisés par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et des bilans électriques nationaux réalisés par RTE.

Malgré ces évolutions récentes à la baisse des prix de gros et par conséquent de la valorisation des exportations entre les pays de la plaque européenne, nous avons fait le choix dans cette étude de prendre comme hypothèse une augmentation des prix des importations et une stabilisation de la valorisation des exportations. Ce choix est à interpréter dans le cadre du modèle de prospective utilisé et décrit dans le chapitre 3 (partie 3-C.). En effet, les pays frontaliers avec la France ne sont pas modélisés : la structure de leurs parcs de production et leurs besoins en importations et exportations sur les différentes périodes et tranches horaires du modèle ne sont donc pas connus. Nous ne cherchons pas ici à modéliser avec précision les quantités réelles exportées et importées mais plutôt à laisser la possibilité au modèle de faire appel aux importations lorsque l'équilibre offre-demande serait particulièrement coûteux, voire impossible à réaliser uniquement avec la production nationale. Nous considérons donc que les prix des importations seront plutôt de l'ordre des prix à la pointe qui, s'ils ont également baissé ces dernières années (Commission de Régulation de l'Energie 2014b, 19), pourraient augmenter à long terme avec la pénétration du renouvelable qui nécessite de disposer de plus de centrales de pointe (Hirth, Ueckerdt, et Edenhofer 2015, fig. 9) utilisées un faible nombre d'heure sur l'année (voir plus loin les résultats de la Figure 4-99).

Pour la valorisation de la chaleur issue des procédés de cogénération, l'enquête AMORCE/ADEME sur les prix de vente de la chaleur donne un prix moyen de vente 68,10 €/HT/MWh en 2012 (l'année de référence du modèle TIMES-FR-ELC) dont les deux tiers sont dus à la ressource primaire soit une valorisation de la chaleur de 45,56€/MWh. Nous considérons cette valeur constante sur la période étudiée.

Finalement, l'évolution des prix des importations ainsi que des niveaux de valorisation retenus pour les exportations et la vente de chaleur, entre 2012 et 2050, sont récapitulés dans le Tableau 4-11.

**Tableau 4-11 : Prix des importations, niveaux de valorisation des exportations et de la chaleur dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

	2012	2020	2030	2040	2050
<b>Importations (€/MWh)</b>	47,24	57,18	69,61	82,04	94,47
<b>Exportations (€/MWh)</b>	44,29	44,29	44,29	44,29	44,29
<b>Vente de chaleur (€/MWh)</b>	45,56	45,56	45,56	45,56	45,56

#### 4-A.5. Emissions de CO<sub>2</sub> des centrales

Afin de pouvoir évaluer l'impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre des systèmes électriques proposés par le modèle, et éventuellement de le contraindre à limiter ces émissions, des facteurs d'émission sont utilisés pour chaque type de combustible. Ces facteurs sont donnés dans le Tableau 4-12, et sont exprimés en kilotonnes de CO<sub>2</sub> par TWh de combustible utilisé en amont de chaque centrale, afin de tenir compte des rendements plus ou moins bons des différentes technologies utilisant le même combustible.

**Tableau 4-12 : Emissions de CO<sub>2</sub> des différents combustibles utilisés dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

Combustible	Charbon	Lignite	Pétrole	Gaz de raffinerie	Diesel	Fioul lourd	Gaz naturel	Gaz de coke	Déchets municipaux	Déchets industriels
<b>Emissions (kt CO<sub>2</sub> / TWh)</b>	354	364	278	202	267	279	202	390	149	309

#### 4-A.6. *Caractéristiques technico-économiques des technologies*

Pour répondre à la demande future, satisfaire les objectifs de pénétration de certains moyens de production, ou au contraire compenser l'arrêt des centrales<sup>λ</sup>, le modèle investit dans de nouveaux moyens de production tout en minimisant le coût total actualisé du système électrique. L'une des composantes de ce coût est l'investissement dans les nouvelles technologies dont les valeurs sont récapitulées en annexe (Tableau A-35 en annexe). Ces données ont été pour la plupart reprises d'une étude antérieure du CMA (Maïzi et Assoumou 2011). Toutefois, afin de tenir compte de l'évolution récente et rapide des coûts des technologies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque), leurs coûts d'investissement ont été mis à jour (IEA 2014b; IEA 2013a; Commission de Régulation de l'Énergie 2014a). Par ailleurs, depuis les études précédentes du CMA, un certain nombre de technologies ont été ajoutées au modèle.

Les coûts d'investissement des moyens de stockage proviennent d'une étude du cabinet Enea Consulting (Enea Consulting 2012), et ceux des interconnexions<sup>λ</sup> s'appuient sur les coûts de la ligne France-Espagne inaugurée en février 2015 pour les lignes enterrées en courant-continu (RTE 2016b). Pour les lignes aériennes en courant-alternatif des coûts d'investissement huit fois moindres ont été considérés en nous appuyant sur des calculs réalisés à partir de deux sources (Hagspiel et al. 2014; Commission Européenne 2014b). Ces calculs sont récapitulés dans le Tableau A-36 en annexe. Finalement, les calculs effectués pour les lignes enterrées conduisent à des estimations sous-évaluées d'un facteur 2 par rapport aux coûts réels de la ligne France-Espagne. Dans ce travail, nous avons choisi de nous appuyer sur les coûts réels de la ligne France-Espagne qui pourraient préfigurer ce que seront les coûts futurs des ouvrages d'interconnexions soumis à des oppositions sociales fortes pouvant rallonger la durée des procédures administratives et nécessiter des expertises toujours plus poussées. Nous avons toutefois conservé le rapport de 1 à 8 entre lignes aériennes et lignes enterrées. Une technologie représentant les lignes sous-marines à courant continu a également été introduite avec des coûts quatre fois plus importants que pour les lignes enterrées afin de tenir compte de leurs longueurs souvent bien plus grandes, pour des coûts linéiques similaires. Pour exemples la future ligne France-Angleterre de 200 km venant compléter la liaison IFA 2000 (RTE, s. d.), ou encore la ligne France-Espagne à travers le golfe de Gascogne qui devrait atteindre 370 km (IEA 2015a).

Enfin, faute de données précises sur les perspectives d'évolution des coûts des technologies de stockage ainsi que des interconnexions, il a été choisi de garder ces coûts constants sur la période étudiée.

<sup>λ</sup> Plusieurs raisons peuvent conduire à arrêter une centrale de production : parce qu'elle atteint sa limite de durée de vie, qu'elle n'est plus compatible avec les normes environnementales en vigueur (par exemple les centrales à charbon les plus anciennes) ou encore pour des raisons politiques (par exemple pour le nucléaire).

<sup>≡</sup> Dans le modèle TIMES-FR-ELC les seuls investissements représentés pour le déploiement et le renforcement du réseau électrique sont ceux qui concernent les interconnexions avec les pays frontaliers avec la France.

L'évaluation des coûts des capacités d'effacement diffère selon les clients concernés. L'opérateur en modulation d'électricité Energy Pool annonce, par exemple, des coût d'investissement dans les capacités d'effacement allant de 5k€ le MW à 200 k€ le MW selon la taille du consommateur (Rious 2013). Une étude conduite par le cabinet E-CUBE évalue un coût d'investissement de 450€ par client résidentiel pour un dispositif procurant une capacité d'effacement allant de 2 à 4 kW (E-CUBE 2013), soit environ 113 à 225 k€ le MW. Les coûts variables de la modulation de la demande peuvent être considérés comme nuls et les coûts fixes annuels de maintenance sont évalués à 50€/client, soit 13 à 25 k€ le MW (E-CUBE 2013). Ainsi, la modulation de la demande présente des coûts variables nuls, des coûts fixes comparables à ceux des moyens de production, et des coûts d'investissement 2 à 100 fois moins élevés que ceux des moyens de production les moins coûteux (Tableau A-35 en annexe). Dans cette étude, nous avons choisi de considérer des coûts nuls pour la modulation de la demande. Cela constitue certes une approximation, mais qui ne modifie néanmoins pas les choix technologiques réalisés par le modèle, puisque au vu de ses coûts relativement faibles la modulation sera de toute façon privilégiée sur un critère économique par rapport aux moyens de production d'électricité.

Outre le prix du combustible et les coûts d'investissement des nouvelles technologies, les autres composantes de coût qui participent à l'optimisation économique du système électrique sont celles qui concernent l'exploitation et la maintenance des moyens de production. Ces coûts n'ont pas été réactualisés depuis les précédentes études réalisées avec le modèle TIMES-ELC-FR (Assoumou 2006; Maïzi et Assoumou 2011), qui s'appuyaient essentiellement sur des rapports du ministère de l'énergie (DGEMP et DIDEME 2003; DGEMP et DIDEME 2004). Ils sont récapitulés en annexe, (Tableau A-37 et Tableau A-38). Enfin, les autres caractéristiques à prendre en compte dans le modèle pour une description réaliste du système électrique sont les rendements (Tableau A-39 en annexe) ainsi que les durées de vie (Tableau A-40 en annexe) des différentes technologies modélisées.

#### 4-A.7. *Scénarios de demande et élasticité*

Les modèles de la famille MARKAL/TIMES sont pilotés par la demande : la production électrique totale doit toujours être supérieure à la consommation électrique totale (aux importations et exportations près). Les investissements à consentir dans les nouveaux moyens de production sont conditionnés par cette contrainte. Dans ce travail, les hypothèses d'évolution de la demande sont tirées des scénarios du Bilan Prévisionnel de RTE (RTE 2014c). Ceux-ci portant sur la période 2013-2030, ils ont été prolongés à 2050, l'horizon temporel considéré ici, en considérant un taux de croissance annuelle de la demande par secteur similaire à celui de la période 2020-2030. Le scénario principal de demande étudié est celui correspondant au scénario de *référence* de RTE (Figure 4-92).

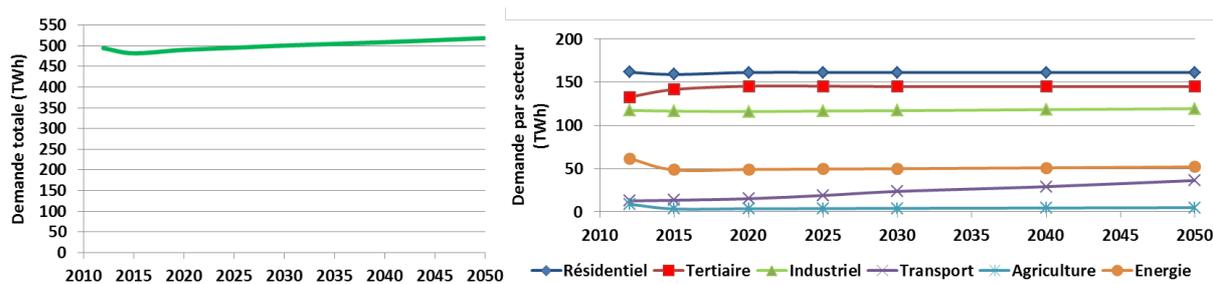


Figure 4-92 : Scénario d'évolution de la demande utilisé dans l'ensemble de l'étude.<sup>λ</sup>

Sur la Figure 4-92, la consommation inclut les pertes en ligne intégrées au secteur de l'énergie. En réalité, elles sont calculées de manière endogène par le modèle en distinguant les pertes sur le réseau haute tension et celles sur le réseau moyenne tension (chapitre 3, partie 3-C.4.d.). Les pourcentages de perte par rapport à la production injectée sur chacun de ces réseaux sont supposés constants sur la période temporelle étudiée et sont calibrés sur l'année de référence du modèle (2012), en considérant les chiffres fournis par RTE : 2,5% de pertes sur le réseau de transport et 8,3% sur l'ensemble du réseau, en % de la consommation nette d'électricité (RTE 2014c, 78).

Par ailleurs, afin de tenir compte d'évolutions possibles des prix de l'électricité et de leur impact sur la consommation d'électricité, des élasticités prix-demande ont été introduites. Les valeurs des élasticités proviennent d'une étude sur l'élasticité prix de la demande électrique long terme pour la France (Bourbonnais et Keppler 2013)<sup>λ</sup>. Toutefois, une limite basse de variation de la demande a été introduite en considérant que quel que soit le prix de l'électricité, la consommation des différents secteurs ne pouvait descendre sous celle du scénario « Nouveau Mix » de RTE, considéré ici comme un scénario ambitieux du point de vue des possibilités de réduction de la consommation. Ce choix laisse ainsi la possibilité au modèle d'arbitrer entre l'installation de centrales, et la mise en place de politiques de réduction de la demande (via des incitations tarifaires ou un programme d'efficacité énergétique), non explicitement représentées du fait d'une désagrégation limitée de la demande, mais cohérentes avec les scénarios de RTE. Finalement, les hypothèses prises sur la demande sont récapitulées dans le Tableau 4-13.

Tableau 4-13 : Hypothèses de consommation d'électricité par secteur en 2012, 2030 et 2050, et hypothèses sur l'élasticité de la demande par secteur.

Secteur	Résidentiel	Tertiaire	Industrie	Agriculture	Energie (hors pertes)	Ferrovial	VE/VHR	Total (hors pertes)
2012 (TWh)	161	133	117	8.8	24	13	0.1	457
2030 (TWh)	161	145	117	4.0	12	16	7.5	462
2050 (TWh)	161	145	119	4.9	12	22	15	479
Elasticité	-1	-1.3	-0.5	-0.8	0	0	0	NA
Variation max de la demande avec l'élasticité	17%	11%	9%	0%	0%	0%	0%	NA

<sup>λ</sup> A gauche, l'évolution de la consommation totale d'électricité ; à droite l'évolution de la consommation de chaque secteur.

<sup>λ</sup> Une élasticité de -1 signifie qu'une augmentation du prix de l'électricité de 1% entraînera une baisse de la consommation électrique de 1%.

#### 4-A.8. Niveaux d'importations, d'exportations et besoins en chaleur

Le fonctionnement des interconnexions et des unités de cogénération est contraint, pour l'année de référence, par les niveaux d'importations, d'exportations et de production de chaleur par les unités fonctionnant en cogénération effectivement réalisés en 2012<sup>3</sup>.

Pour les autres années représentées dans le modèle, nous avons considéré qu'il n'y avait pas de contrainte sur le niveau minimal d'importations, et que les niveaux minimaux d'exportations et de production de chaleur tendaient vers zéro après 2020 (Figure 4-93). Il s'agit en effet dans notre étude de proposer un dimensionnement réaliste du parc de production permettant de répondre aux exigences du système électrique. Or, il serait peu raisonnable de supposer que la France cesse rapidement d'être exportatrice d'électricité au vu des niveaux élevés d'exportations vers les pays voisins observés sur les dix dernières années. De même, si les besoins en chaleur vont certainement être réduits du fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, cette évolution ne pourra être que progressive. Il ne faudrait donc pas sous-contraindre le parc électrique au risque d'en proposer une évolution déconnectée des exigences auxquelles il est amené à répondre.

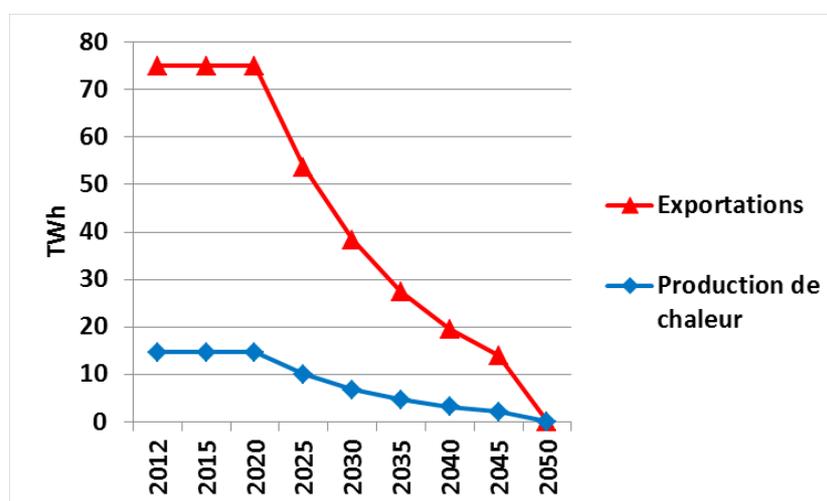


Figure 4-93 : Evolution des niveaux minimaux d'exportations et de production de chaleur par les cogénérations.

#### 4-A.9. Scénarios de pénétration du renouvelable

L'étude des transformations du système électrique pour intégrer différents niveaux de renouvelable repose sur une scénarisation de la pénétration du renouvelable à différents horizons temporels. A court terme, avant 2020, des contraintes communes à l'ensemble des scénarios ont été ajoutées pour tenir compte des moyens de production renouvelable déjà installés, ou en construction, depuis la période de référence du modèle (2012), ainsi que ceux prévus dans les appels d'offre de la CRE (RTE 2013c, sect. 3.5.4; RTE et al. 2014; RTE et al. 2016; RTE et al. 2015). Ces hypothèses de pénétration sont récapitulées dans le Tableau 4-14.

Tableau 4-14 : Hypothèses de pénétration de différentes technologies renouvelables à court terme par période.

Nouvelles capacités (en MW / année)	2013	2014-2015	2016-2017	2018-2019	2020-2021	2022-2023
-------------------------------------	------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

<sup>3</sup> Soit 29,3 TWh d'importations, 75,3 TWh d'exportations (RTE 2013b) et 14,7 TWh de production de chaleur par les unités fonctionnant en cogénération (FEDENE et SNCU 2014).

<b>Eolien terrestre</b>	731	2 030	NA	NA	NA	NA
<b>Eolien en mer<sup>λ</sup></b>	0	0	0	0	< 3 000	> 1 950
<b>PV en toiture</b>	329	675	NA	NA	NA	NA
<b>Centrale PV au sol</b>	198	521	NA	NA	NA	NA
<b>Cogénération biomasse</b>	51	145	> 310	> 60	NA	NA
<b>Cogénération biogaz</b>	34	70	> 100	> 100	NA	NA
<b>Cogénération UIOM</b>	8	32	NA	NA	NA	NA
<b>Autres UIOM</b>	9	38	NA	NA	NA	NA

Sur la période 2020-2030, les choix technologiques pour la production d'électricité reflètent les objectifs nationaux inscrits dans la loi (voir chapitre 1, partie 1-A.2.d.) : l'ensemble des scénarios étudiés par la suite, excepté un scénario « Business-As-Usual » (BAU), respectent tous l'engagement pris par la France dans le cadre des « trois fois vingt » de l'Union européenne sur la pénétration du renouvelable à 2020, décliné sur le secteur électrique. Ils sont également contraints par les objectifs de la loi sur la transition énergétique et la croissance verte : limitation de la part du nucléaire à 50% de la production électrique à l'horizon 2025 et pénétration du renouvelable à hauteur de 40% de la production totale d'électricité à partir de 2030.

A plus long terme (période 2030-2050), différents objectifs de pénétration du renouvelable sont évalués, de 40% à 100% de la production totale d'électricité à l'horizon 2050 avec des objectifs de pénétration intermédiaires de manière à construire des trajectoires cohérentes pour le développement de la filière renouvelable (Tableau 4-15).

Par ailleurs, une contrainte de non-augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à l'année de référence du modèle (2012) a été ajoutée, afin d'éviter des périodes transitoires durant lesquelles les émissions augmenteraient de manière significative.

**Tableau 4-15 : Objectifs sur les émissions de CO<sub>2</sub>, la limitation de la part du nucléaire et la pénétration du renouvelable utilisés dans les différents scénarios étudiés.**

Scénarios	Années	BAU	40%ENR	60%ENR	80%ENR	90%ENR	100%ENR
<b>Emissions de CO<sub>2</sub> maximales</b>	2012 - 2050	39 Mt	39 Mt	39 Mt	39 Mt	39 Mt	39 Mt
<b>Production nucléaire maximale</b>	2025 - 2050	NA	50%	50%	50%	50%	50%
<b>Production renouvelable minimale</b>	2020	NA	27%	27%	27%	27%	27%
	2030	NA	40%	40%	40%	40%	40%
	2035	NA	40%	40%	40%	45%	55%
	2040	NA	40%	40%	50%	60%	70%
	2045	NA	40%	45%	65%	75%	85%

<sup>λ</sup> Pour l'éolien en mer, les hypothèses concernent la capacité totale installée et non la nouvelle capacité installée chaque année

	2050	NA	40%	60%	80%	90%	100%
--	------	----	-----	-----	-----	-----	------

Ayant posé le cadre d'hypothèses utilisées dans ce travail, nous proposons dans la partie suivante de présenter nos résultats de modélisation en analysant les évolutions du parc de production, de la demande et des interconnexions qui découlent des différents niveaux de pénétration du renouvelable récapitulés dans le Tableau 4-15.

## 4-B. De 40% à 100% de renouvelable dans le système électrique français : quel déploiement pour le parc de production ?

Nous analysons dans cette partie les conséquences technico-économiques de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français en utilisant le modèle TIMES-FR-ELC introduit dans le chapitre 3 (partie 3-C.) ainsi que les hypothèses présentées dans la partie 4-A.. Notre analyse porte sur les scénarios du Tableau 4-15.

### 4-B.1. Influence de la pénétration du renouvelable sur le mix électrique à 2050

La pénétration du renouvelable réduit mécaniquement la part du nucléaire, et à partir de 60% elle réduit également la part des énergies fossiles du mix de production électrique (Figure 4-94). Les centrales utilisant la biomasse comme combustible, ainsi que les centrales hydrauliques, suffisent à assurer les besoins de semi-base et de pointe tels qu'exprimés dans les contraintes du modèle (chapitre 3, partie 3-C.5.a.) et auxquelles le renouvelable variable ne contribue pas. Dès 60% de renouvelable dans la production électrique, l'éolien atteint son niveau maximal avec 186 TWh en 2050. Le PV, lui, fournit moins de 20 TWh en 2050 pour 60% de renouvelable et progresse jusqu'à près de 80 TWh pour un taux de pénétration du renouvelable de 90%. A partir de 80% de renouvelable, importations et énergies marines viennent compléter la production. Il est d'ailleurs intéressant de constater que le passage du scénario 90% renouvelable au scénario 100% renouvelable ne correspond pas à une augmentation de la part de ces moyens de production mais seulement à une augmentation des importations<sup>λ</sup> qui passent alors de 36 TWh à 75 TWh en 2050.

Dans la suite de notre analyse nous reviendrons fréquemment sur cette hausse des importations qui traduit une hypothèse forte de modélisation, à savoir la *flexibilité parfaite des importations et exportations*. En effet, celles-ci ne sont limitées que par les capacités installées des interconnexions<sup>λ</sup> et sont supposées pouvoir être utilisées à n'importe quel moment pour répondre à la demande ou bien exporter des surplus de production.

---

≡ La contrainte de pénétration du renouvelable porte sur la production nationale d'électricité et non sur la consommation finale d'électricité. La condition de pénétration du renouvelable est donc ici à pondérer par la nature du mix électrique associé aux importations et qui n'est pas connue dans cette étude puisque les systèmes électriques des pays voisins ne sont pas représentés.

≡ A un facteur près de disponibilité maximale des interconnexions de 84,21% (chapitre 3, partie 3-C.5.e.)

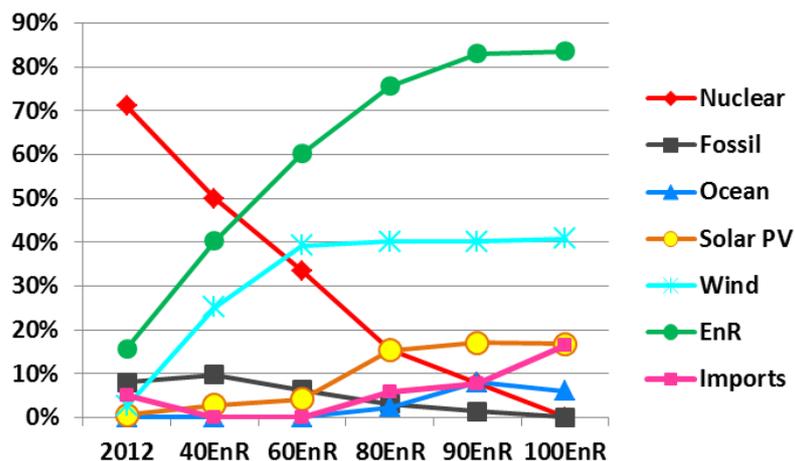


Figure 4-94 : Part des différents moyens de production et des importations dans la production d'électricité française en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable et comparaison avec la situation actuelle.

#### 4-B.2. Baisse de la production avec la pénétration du renouvelable

Outre les effets décrits précédemment, la pénétration du renouvelable conduit à l'inversion du solde des échanges d'électricité avec les pays frontaliers comme le montre la Figure 4-95.

Dans le scénario BAU, le mix de production est similaire à ce qu'il est actuellement, avec une part du nucléaire encore plus conséquente qui répond, non pas à une augmentation de la demande (celle-ci augmente relativement peu sous les hypothèses considérées (partie 4-A.7.)), mais à la possibilité de valoriser les exportations à l'étranger. Celles-ci augmentent donc considérablement, passant de 74 TWh en 2012 à 191 TWh en 2050, avec dans le même temps une disparition totale des importations (qui représentaient 29 TWh en 2012).

A partir de 40% de production d'électricité d'origine renouvelable, les exportations retrouvent un niveau comparable à leur niveau actuel, et à partir de 80%, les exportations deviennent plus faibles que les importations. Ainsi, en 2050 dans le scénario 100% renouvelable, les exportations ne représentent plus que quelques térawattheures alors que les importations contribuent à l'équilibre national pour plus de 70 TWh. Cette inversion du solde des échanges explique en partie la baisse de la production nationale observée lorsque la part du renouvelable croît.

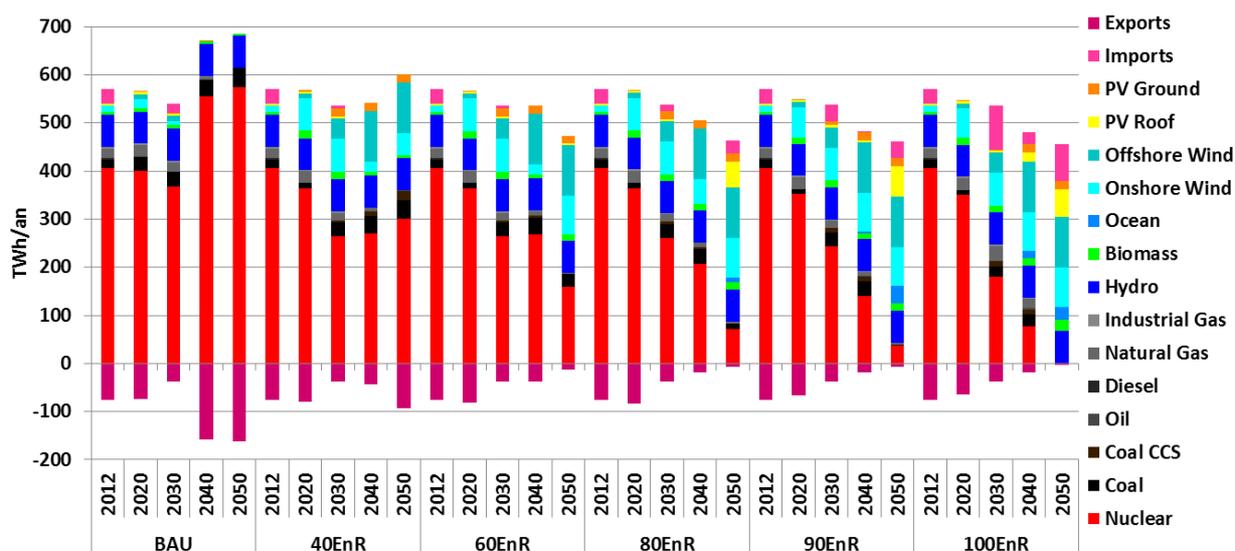


Figure 4-95 : Evolution du mix de production électrique en France entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

Toutefois, cette baisse est également liée à la réduction de la demande (Figure 4-96) supposée ici élastique (partie 4-A.7.). Cette réduction de la consommation et de la production domestique traduit la hausse du coût de production de l'électricité avec la pénétration du renouvelable<sup>λ</sup>. Notons que le scénario 100% renouvelable sature dès 2035 la possibilité de réduction de la demande par élasticité considérée dans les hypothèses (contre 2040 dans le scénario 90% renouvelable, 2045 dans le scénario 80% renouvelable et 2050 dans le scénario 60% renouvelable) : la demande finale, après réduction, correspond alors au scénario « Nouveau Mix » du bilan prévisionnel de RTE (soit 440 TWh de consommation nette en 2050 contre 479 TWh dans le scénario de référence).

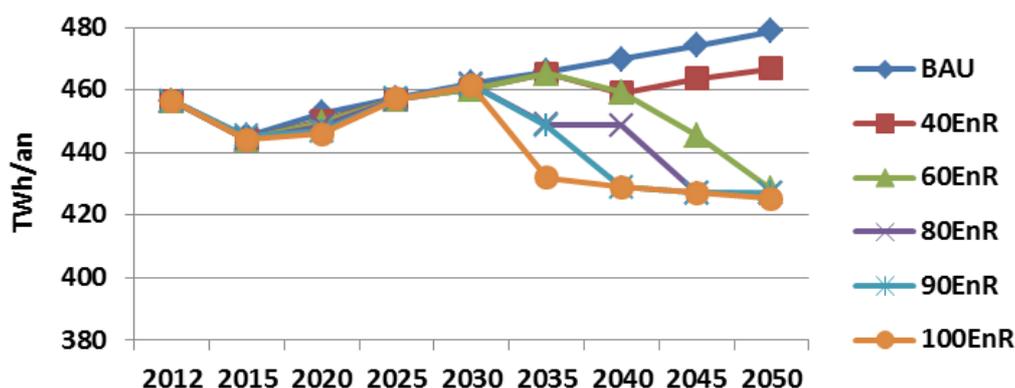


Figure 4-96 : Evolution de la consommation d'électricité (hors pertes en ligne) en France entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

<sup>λ</sup> On vérifie Figure 4-96 qu'une plus forte pénétration du renouvelable correspond à une baisse plus importante de la demande, dans la limite des hypothèses d'élasticité considérées (partie 4-A.7.).

### 4-B.3. Capacités installées et rythme d'installation

Plusieurs constats se dégagent de l'analyse de l'évolution de la capacité installée dans les différents scénarios simulés (Figure 4-97).

En premier lieu, la forte augmentation de la capacité installée avec la pénétration du renouvelable : 125 GW étaient installés en 2012 (hors interconnexions), contre 115 GW en 2050 dans le scénario BAU, 185 GW dans le scénario 40% renouvelable, et 257 GW dans le scénario 100% renouvelable. Cette augmentation est liée aux facteurs de charge du renouvelable variable, plus faibles que ceux des moyens qu'ils remplacent (Tableau 4-9), ainsi qu'à l'utilisation de moyens pilotables lorsque la production renouvelable variable ne peut répondre seule à la consommation. C'est notamment le cas dans le scénario 100% renouvelable où plus de 50 GW de centrales biomasse sont installées pour répondre à la demande lorsque l'éolien et le photovoltaïque produisent peu (voir Figure 4-105 pour une analyse plus poussée de cet arbitrage).

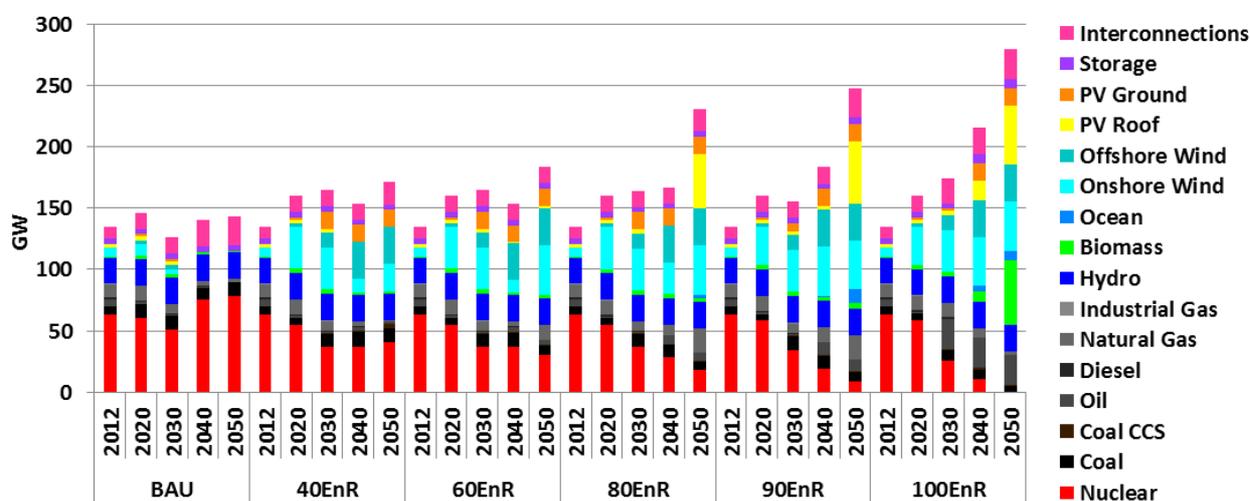


Figure 4-97 : Evolution de la capacité de production d'électricité en France entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

Ces besoins en capacités de production, ainsi que les durées de vie plus faibles des moyens renouvelables (20 ans pour l'éolien, 25 ans pour le photovoltaïque et les moyens utilisant les énergies marines, voir Tableau A-40 en annexe), conduisent à une forte installation de nouveaux moyens de production sur la période 2013-2050 (Figure 4-98). Ainsi, si un peu plus de 100 GW de capacités de production sont installés dans le scénario BAU (et 15 GW d'interconnexions), c'est plus du double qui doit être construit dans le scénario 40% renouvelable, et le triple dans le scénario 100% renouvelable. Dans ce dernier scénario, il faut donc installer près de 8 GW par an de nouveaux moyens de production, et ce pendant 38 ans (avec un pic à 12 GW par an sur la période 2048 – 2052). A titre de comparaison, le parc nucléaire français de 63 GW a été mis en service en 24 ans, soit un peu plus de 2,5 GW par an en moyenne, et l'Allemagne a installé environ 37 GW d'éolien entre 1994 et 2014, soit près de 2 GW par an en moyenne (EWEA 2015; « BMWi - Erneuerbare Energien - Startseite », s. d.). L'ampleur des installations prévues dans les scénarios les plus ambitieux n'a pas de précédent pour un pays de la taille de la France et nécessiterait donc d'organiser en amont les filières industrielles concernées par un tel déploiement.

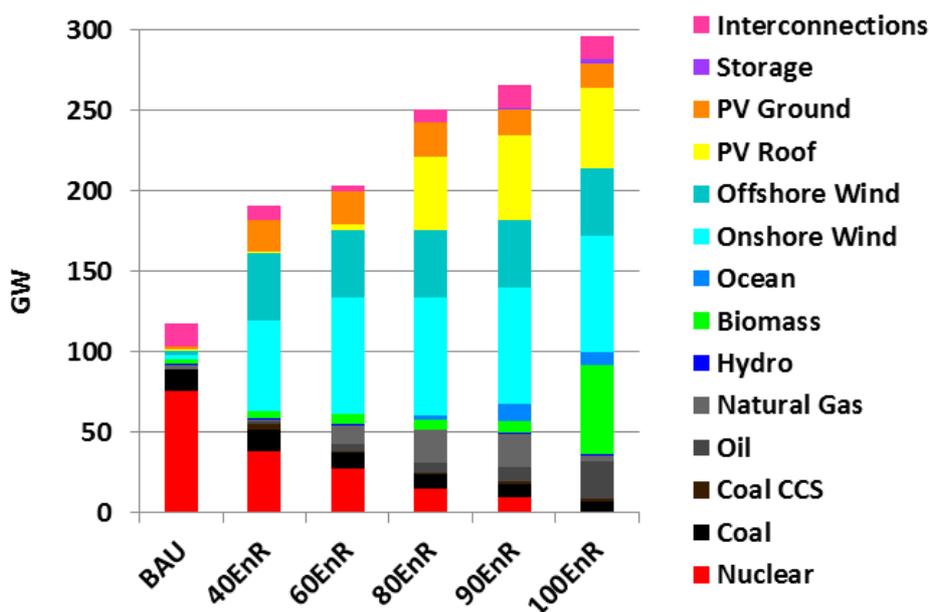


Figure 4-98 : Nouvelle capacité installée en France entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

#### 4-B.4. Facteurs de charge des moyens thermiques

Si la part du nucléaire est fortement réduite dans les différents scénarios de pénétration du renouvelable explorés, ce n'est pas le cas des autres moyens thermiques, fossile et biomasse (Figure 4-98). Or, la pénétration du renouvelable tend à faire augmenter les facteurs de charge des moyens utilisés en base et en semi-base (nucléaire, biomasse et charbon) dans un premier temps, puis, lorsque les niveaux de pénétration dépassent 60% de la production totale, l'utilisation de ces moyens de production est fortement réduite (Figure 4-99). Certains moyens produisent particulièrement peu par rapport à leur disponibilité maximale. Le facteur de charge des centrales utilisant la biomasse comme combustible n'est par exemple que de 5% en 2050 dans le scénario 100% renouvelable.

La pénétration du renouvelable s'accompagne d'une nécessaire augmentation des capacités thermiques de réserve dans un contexte où la capacité hydraulique et les possibilités de nouvelles interconnexions sont limitées (voir Tableau 4-9). Or, pour des niveaux élevés de production électrique d'origine renouvelable, ces capacités sont très peu utilisées. Ces résultats suggèrent une nécessaire évolution de la réglementation afin de pouvoir rémunérer les coûts fixes des différents moyens de production, essentiels pour l'équilibre offre-demande, mais dont la rentabilité ne semble plus assurée en cas de pénétration massive du renouvelable<sup>λ</sup>. Cette analyse rejoint des conclusions obtenues par ailleurs en économie de l'énergie (Benhmad et Percebois 2013).

<sup>λ</sup> Notons qu'aujourd'hui la réglementation présente une logique différente en choisissant plutôt de limiter la part instantanée du renouvelable à 30% de la puissance appelée, du moins dans les territoires insulaires, et ce pour éviter de détériorer les marges prises par les opérateurs de réseau pour assurer la sécurité du système électrique.

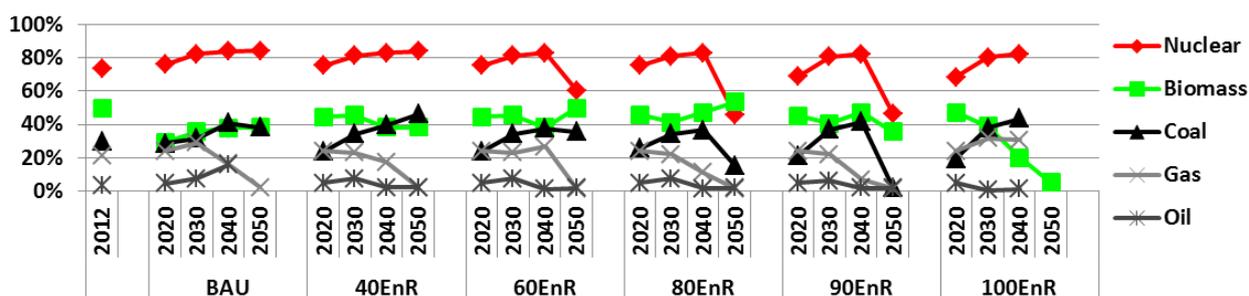


Figure 4-99 : Evolution du facteur de charge de différents moyens de production thermiques entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

#### 4-B.5. Valorisation du renouvelable variable

Outre la baisse des facteurs de charge des moyens thermiques, l'intégration de niveaux élevés de moyens de production renouvelable variable peut conduire à la non-valorisation d'une partie de cette production. Il peut en effet être nécessaire d'écarter le surplus produit<sup>λ</sup>. C'est typiquement le cas lorsque la production totale provenant de sources d'énergie fatales est supérieure à la demande et aux exportations. De nombreuses études ont été conduites pour évaluer quelle serait la part d'éolien et de photovoltaïque écartée pour différents niveaux de pénétration de ces moyens de production. Ces études montrent qu'il y a un arbitrage à réaliser entre l'installation de capacités de stockage, de capacité fossiles de réserve, le développement des interconnexions et l'écarter de la production renouvelable (par exemple (Rasmussen, Andresen, et Greiner 2012; Rodriguez, Becker, et Greiner 2015) pour l'Europe, (Weitemeyer et al. 2015) pour l'Allemagne, (Denholm et Hand 2011) pour le Texas, (Budischak et al. 2013) pour le réseau de transport PJM<sup>λ</sup>, (Becker et al. 2014) pour l'ensemble des Etats-Unis).

Notre modèle recourt à l'écarter de la production éolienne pour optimiser l'équilibre entre production et consommation d'électricité, et ce d'autant plus que la part du renouvelable est élevée. Il existe toutefois un seuil aux alentours de 75% de renouvelable à partir duquel le niveau d'écarter sature à environ 2 TWh par an (Figure 4-100). Ce chiffre est à mettre en regard de la production éolienne totale, qui est de 186 TWh par an à partir de 60% de production électrique issue de sources renouvelables, c'est-à-dire qu'environ 1% seulement de la production éolienne ne serait pas valorisée. Notons que la production photovoltaïque est entièrement valorisée dans nos scénarios, de même que celle issue de sources marines d'énergie (c'est-à-dire que ces productions ne sont pas écartées).

<sup>λ</sup> Cet écartage est connu dans la littérature sous le terme anglophone de *curtailment*.

<sup>λ</sup> PJM (l'interconnexion *Pennsylvania-New Jersey-Maryland*) constitue l'un des gestionnaires de réseau de l'interconnexion Est des Etats-Unis (<http://www.pjm.com/>).

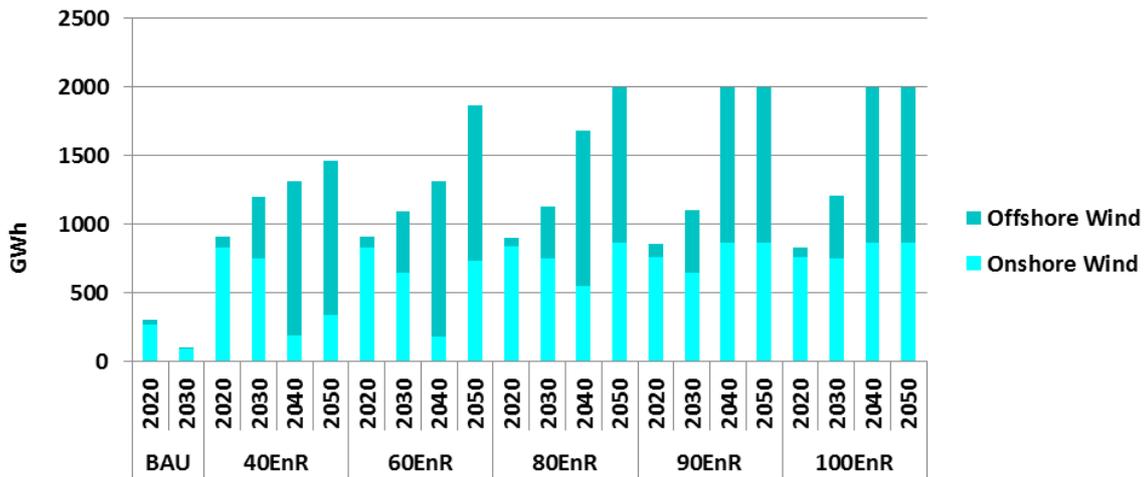


Figure 4-100 : Evolution de l'écrêtage annuel de l'éolien dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

L'écrêtage de la production éolienne n'est toutefois pas réalisé aux mêmes moments selon le taux de pénétration du renouvelable. Lorsque le taux de pénétration du renouvelable est intermédiaire (40% à 60% de la production), l'écrêtage est relativement bien réparti toute l'année, tandis que pour des taux de pénétration plus élevés (80% à 100% de la production), il a lieu essentiellement l'été (Figure 4-101). Deux évolutions du parc de production d'électricité avec la pénétration du renouvelable peuvent expliquer ce résultat. Pour des taux intermédiaires de pénétration du renouvelable, les moyens de production en base tel que le nucléaire participent plus à la production. Leur flexibilité étant plus réduite que celle des moyens fossiles (Tableau 3-3, chapitre 3), ils ne peuvent être arrêtés et démarrés pour compléter les pics et creux de production provenant de sources fatales d'énergie. Le système tend alors à surproduire tout au long de l'année. A partir de 80% de renouvelable, une part bien plus grande de la production est assurée par le photovoltaïque (Figure 4-95) provoquant des pics de production l'été, notamment durant les après-midi<sup>2</sup>.

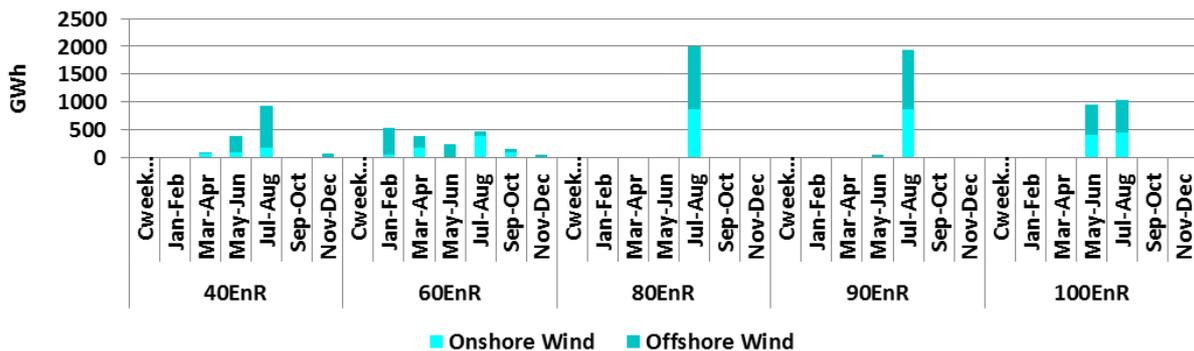


Figure 4-101 : Ecrêtage saisonnier de l'éolien en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

#### 4-B.6. L'équilibre production – consommation en présence de renouvelable

Nous avons jusqu'ici présenté des résultats annualisés sur les conséquences de la pénétration du renouvelable sur le système électrique français. Dans cette partie, nous montrons comment la

<sup>2</sup> Une étude plus approfondie des moments privilégiés par le modèle pour écrêter la production éolienne montre que ceux-ci ont principalement lieu les après-midi estivaux durant les journées de faible consommation (weekends), c'est-à-dire lorsque la production fatale est élevée et la consommation réduite.

granulométrie temporelle utilisée dans le modèle TIMES-FR-ELC (partie 3-C.3.c., chapitre 3) permet de mieux comprendre comment les différents moyens de production, de stockage, les interconnexions et la modulation de la demande se complètent afin de pouvoir suivre l'évolution saisonnière, journalière et horaire de la consommation résiduelle<sup>λ</sup> d'électricité.

L'équilibre entre la production et la consommation nécessite de disposer de moyens flexibles pouvant s'adapter aux variations horo-saisonnières de la demande. Aujourd'hui, en France, la production en base est assurée en grande partie par le nucléaire, et l'hydraulique au fil de l'eau. Le suivi de charge est effectué par les moyens utilisant des combustibles fossiles, les barrages hydrauliques, les importations (par exemple pour répondre à la pointe hivernale), mais aussi par la relative flexibilité du nucléaire français<sup>λ</sup>, à l'échelle de la saison dans le modèle. Le modèle TIMES-FR-ELC décrit au chapitre 3 (partie 3-C.) permet de capter une telle structure de la production avec un découpage temporel en 6 saisons, 2 jours type et 6 plages horaires par jour type (Figure 4-102 pour laquelle nous avons réagré les 2 jours type par saison pour des questions de lisibilité du graphe).

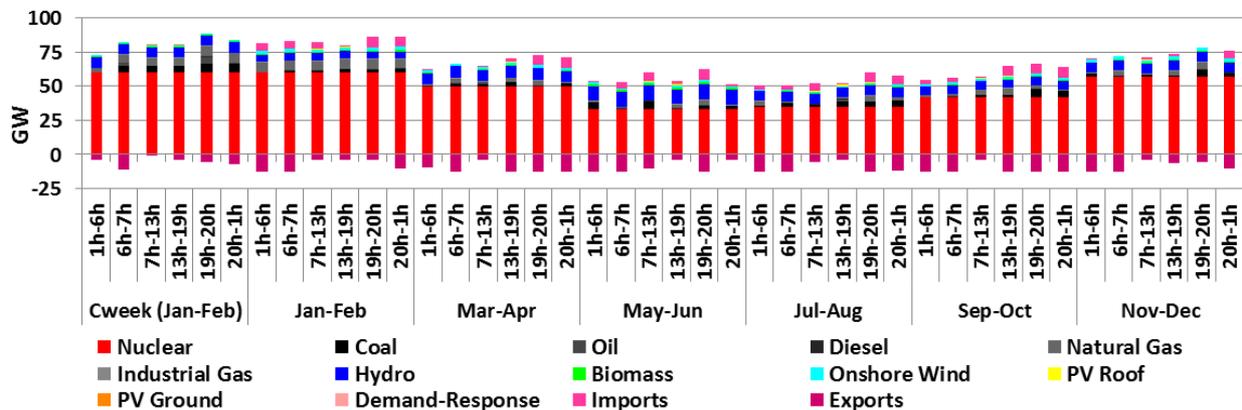


Figure 4-102 : Courbe de production en France en 2012, représentée sur 42 plages horaires.

Dans le scénario BAU, la structure de la courbe de production est similaire à celle du mix électrique actuel, avec une proportion plus élevée de nucléaire ce qui permet des exportations plus conséquentes. Les technologies fossiles de production d'électricité y sont également moins diversifiées, reposant uniquement sur le charbon, et leur production est plus régulière sur l'année. Enfin, il n'y a plus d'importation et ce sont les technologies qui optimisent la demande<sup>λ</sup> qui apportent de la flexibilité au système, outre les variations saisonnières de la production nucléaire (Figure 4-103). La modulation de la demande (partie Erreur : source de la référence non trouvée) permet, dans ce scénario, de décaler la demande journalière vers les plages nocturnes, où la consommation est plus faible. Cette utilisation rappelle la logique des heures pleines / heures creuses qui permettent de réduire les pointes et de profiter de la forte production nucléaire en base durant la nuit.

<sup>λ</sup> La consommation résiduelle est la différence entre la consommation finale d'électricité et la production fatale.

<sup>λ</sup> Nous rappelons que dans le modèle TIMES-FR-ELC le nucléaire peut varier sa production d'une saison à une autre mais pas à l'intérieur d'une même saison (Tableau 3-3, chapitre 3).

<sup>λ</sup> Appelées « Demand-Response » sur les graphiques.

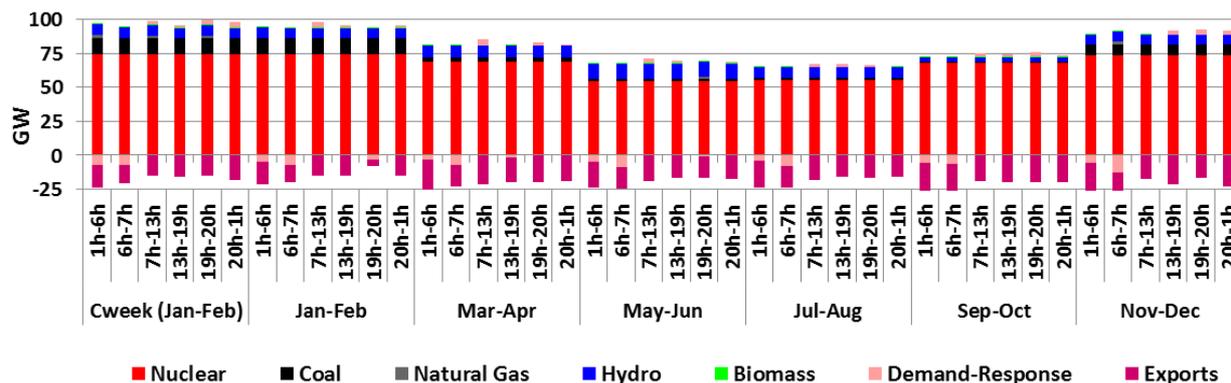


Figure 4-103 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario BAU, représentée sur 42 plages horaires.

A mesure que la part du renouvelable dans la production d'électricité augmente, et donc que celle du nucléaire et des moyens fossiles diminue, s'observe également une modification de l'utilisation des différentes flexibilités :

- Premièrement, exportations et modulation de la demande sont alors corrélées avec les pics photovoltaïques plutôt qu'avec la demande.
- Deuxièmement, la base est moins marquée : il y a plus d'amplitude de variation de la production entre les différentes saisons et plages horaires.
- Troisièmement, lors de la semaine où les conditions météorologiques sont particulièrement contraignantes pour l'équilibre production – consommation (« Cweek »), il est nécessaire de disposer de moyens dédiés pour répondre à la demande. Dans le scénario 60% renouvelable, l'équilibrage est réalisé durant cette semaine grâce à l'utilisation de l'ensemble des moyens installés, et l'on constate que les centrales de type fossile sont uniquement appelées durant cette période (Figure 4-104). Dans le scénario 100% renouvelable, il aura été nécessaire d'installer des quantités conséquentes de centrales utilisant la biomasse comme combustible pour répondre à la demande durant la semaine « Cweek » (Figure 4-105).
- Enfin, dans ce dernier scénario, ce sont les importations qui complètent la production renouvelable, notamment photovoltaïque. Ce résultat repose sur l'hypothèse forte que les pays voisins sont en mesure d'exporter en dehors de ces pics photovoltaïques, ce qui suppose qu'ils disposent de moyens flexibles surdimensionnés par rapport à leurs besoins nationaux.

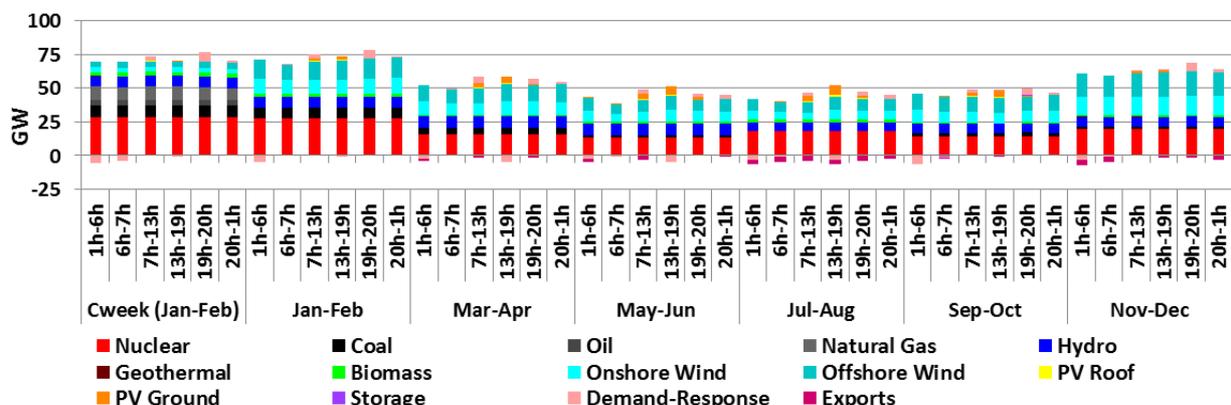


Figure 4-104 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 60% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.

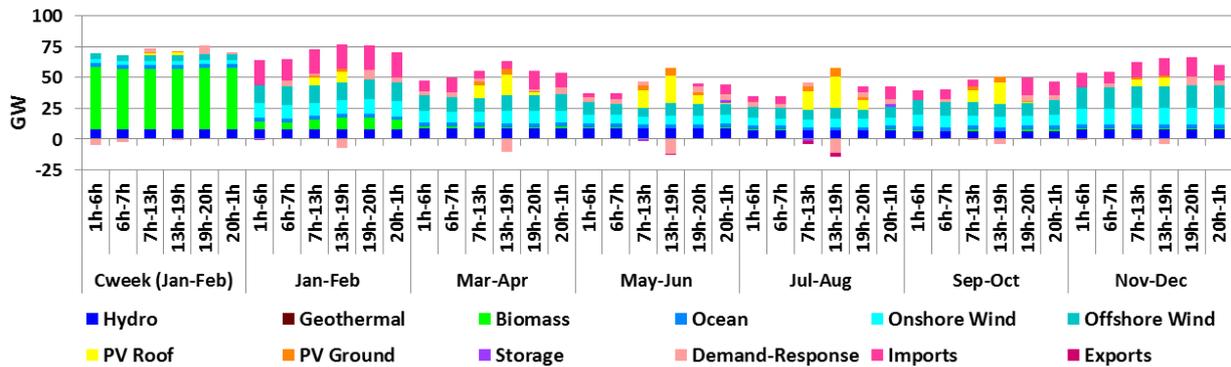


Figure 4-105 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.

En conclusion, sous les hypothèses que nous avons considérées dans cette étude, la pénétration du renouvelable est conditionnée par la disponibilité de trois grands types de flexibilité :

- des moyens de production pilotables capables de palier les faibles facteurs de charge du renouvelable variable lors de certaines périodes de l'année ;
- des importations et exportations pouvant évoluer avec la structure du parc de production, ce qui dépend essentiellement des politiques énergétiques menées par nos voisins ;
- une demande plus flexible, s'ajustant aux coûts marginaux de l'électricité<sup>λ</sup>.

Notons que dans notre étude, le stockage joue un rôle plutôt mineur, à la fois en termes de capacités installées (outre les 4,4 GW de STEPs déjà installées en France, il y a moins de 3 GW de nouvelles capacités dans le scénario 100% renouvelable, et 0 GW dans les autres scénarios), ainsi que pour l'équilibre production – consommation (utilisation au maximum 3% du temps, dans les scénarios 80% et 90% renouvelable en 2050).

Ce résultat peut sembler surprenant au vu des conclusions d'études similaires. Il a par exemple été évalué, à l'aide d'une vérification horaire de l'équilibre production – consommation, pour le réseau PJM<sup>λ</sup> dans l'est des Etats-Unis, qu'entre 0 et 10 GW de stockage serait optimal pour une production provenant à 30% d'éolien et de photovoltaïque, et entre 30 et 50 GW pour une pénétration à 90% de ces mêmes moyens (Budischak et al. 2013). Un stockage optimal de 2,7 GW de STEPs et 12,5 GW de batteries connectées au réseau électrique a été obtenu pour un scénario 80% renouvelable au Royaume-Uni, mais avec une part plus élevée de photovoltaïque (Pfenninger et Keirstead 2015). A titre de comparaison, dans notre scénario 80% renouvelable, le renouvelable variable (éolien, photovoltaïque et énergies marines) représente à lui seul 60% de la production totale d'électricité et seuls les 4,4 GW de STEPs existantes sont installées.

Toutefois, ces différences doivent être interprétées avec précaution tant les parcs de production diffèrent d'un pays et d'une étude à l'autre. Par exemple, dans notre étude 24 GW de capacités d'importations et 29 GW pour les exportations sont disponibles en 2050. Or, ces capacités jouent un rôle similaire à un stockage qui aurait un rendement de 100%, absorbant les surplus de production et compensant les manques de production pour répondre à la demande. Enfin, la granulométrie

<sup>λ</sup> C'est ce que fait le modèle lorsque nous lui permettons de réduire la demande (hypothèses sur l'élasticité, voir partie 4-A.7.) ou de la décaler (chapitre 3, partie Erreur : source de la référence non trouvée).

<sup>λ</sup> Cette zone représente une puissance installée environ 1,7 fois plus réduite que celle de la France métropolitaine.

temporelle retenue dans notre modélisation pourrait en partie expliquer le relatif sous-dimensionnement des capacités de stockage. Il a en effet été montré que des pas de temps infra-horaires pouvaient s'avérer nécessaires pour capter certaines utilisations du stockage, à l'aide d'un modèle à pas de temps 10 minutes (Komiya et Fujii 2014).

#### 4-B.7. *Evaluation du coût de la pénétration du renouvelable*

Les résultats présentés jusqu'à présent nous ont permis d'établir plusieurs constats sur la pénétration du renouvelable dans le système électrique français :

- Elle conduit à une forte augmentation de la capacité installée (Figure 4-98), et ce d'autant plus que les objectifs de pénétration sont ambitieux ;
- Elle nécessite des moyens flexibles afin que la demande soit satisfaite en toute circonstance (Figure 4-104 et Figure 4-105), mais tend à réduire les facteurs de charge de ces moyens de production (Figure 4-99) ;
- Elle induit l'inversion du solde des échanges (Figure 4-95) ;
- Elle augmente les coûts de production de l'électricité ce qui réduit la demande finale (Figure 4-96), du fait des hypothèses d'élasticité de la demande considérées dans cette étude.

Chacune de ces considérations entraîne des surcoûts liés à la pénétration du renouvelable. L'analyse des variables duales du problème d'optimisation résolu par le modèle TIMES, permet de quantifier ces différents coûts (Figure 4-106).

L'évolution des investissements avec le taux de pénétration du renouvelable n'est pas monotone : ils sont par exemple plus élevés dans le scénario 60% renouvelable que dans le 80% renouvelable, du fait d'une installation plus conséquente de nucléaire dont les coûts d'investissement sont importants. Le nucléaire présente toutefois des coûts variables assez faibles facteur et bénéficie d'un facteur de charge élevé qui permet notamment de maintenir un haut niveau d'exportations (770 TWh sont exportés entre 2020 et 2050 dans le scénario 60% renouvelable, contre 385 TWh dans le scénario 80% renouvelable). La forte capacité biomasse installée dans le scénario 100% renouvelable conduit par contre à une explosion des investissements dans ce scénario. Les coûts fixes d'opération et de maintenance (O&M) étant proportionnels à la capacité installée, ils suivent, en tendance, les coûts d'investissement. A l'inverse les coûts variables d'O&M sont corrélés à la production totale, qui diminue avec la pénétration du renouvelable (voir Figure 4-95). De même, les coûts de combustibles sont réduits à mesure que les moyens renouvelables remplacent les moyens thermiques dans le mix électrique. Enfin, les coûts liés à la réduction de la demande et au solde des échanges d'électricité reflètent les évolutions décrites dans la partie 4-B.2. et augmentent donc avec la pénétration du renouvelable.

Finalement, deux évolutions qualitatives concernant les coûts annualisés se dégagent de la Figure 4-106. Tout d'abord, l'inversion du solde des échanges, entre 60% et 80% de pénétration du renouvelable, qui a pour effet de transformer des revenus en coûts, impactant ainsi de manière non négligeable le coût global du système. Puis à partir de 90% de pénétration du renouvelable, et de manière beaucoup plus marquée dans le scénario 100% renouvelable, des investissements conséquents deviennent nécessaires pour satisfaire en permanence l'équilibre production – consommation, faisant alors considérablement augmenter les coûts correspondants.

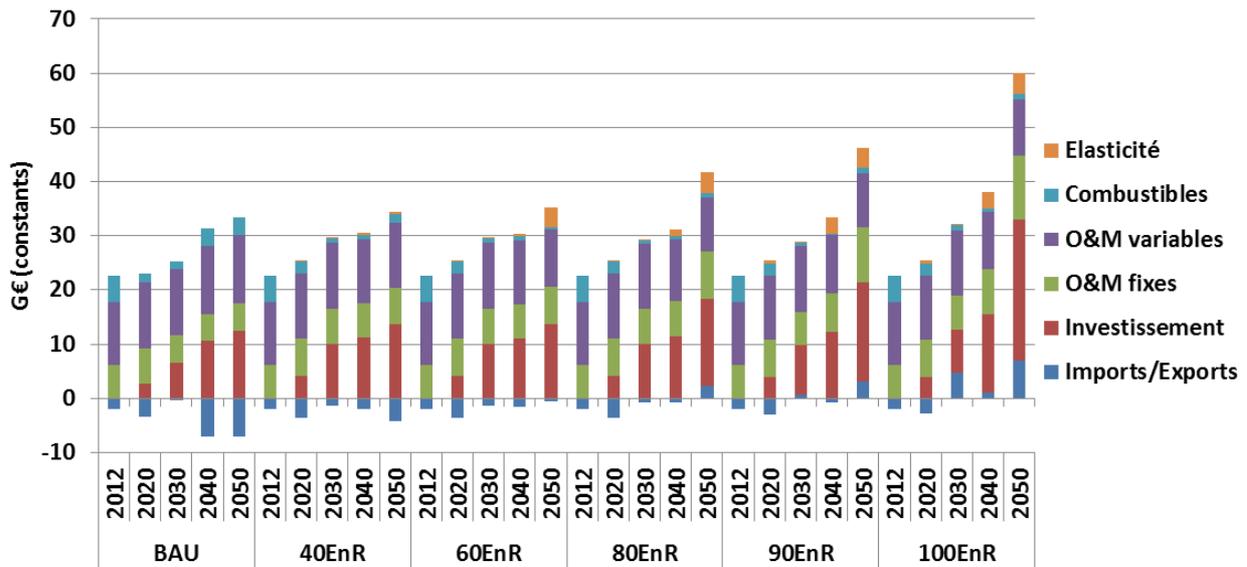


Figure 4-106 : Evolution de la structure des coûts entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.<sup>λ</sup>

Les coûts totaux actualisés de chaque scénario étudié, qui correspondent au coût optimisé par le modèle TIMES-FR-ELC, sont alors évalués. Ils sont donnés Figure 4-107 en valeur relative par rapport à ceux du scénario BAU. Les scénarios de pénétration du renouvelable présentent un surcoût allant de 13% à 35% par rapport au scénario BAU. On constate notamment que ce surcoût évolue de manière monotone avec le niveau de renouvelable dans la production d'électricité atteint en 2050.

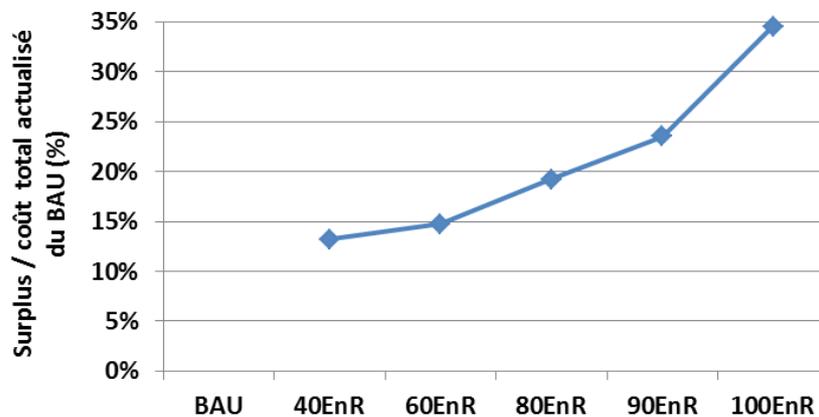


Figure 4-107 : Coûts totaux actualisés de différents scénarios de pénétration du renouvelable dans la production d'électricité en France, relativement à celui du scénario BAU.

#### 4-B.8. Bilan de l'analyse prospective de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français

Plusieurs conditions semblent donc devoir être réunies pour permettre des niveaux élevés de pénétration du renouvelable dans la production d'électricité français : un potentiel renouvelable relativement conséquent (notamment la construction d'un parc éolien français de 70 GW, de 63 GW

<sup>λ</sup> Une valeur négative indique un revenu (lié à la vente d'électricité).

de photovoltaïque, 8 GW d'énergies marines et 52 GW de biomasse<sup>2</sup>), des interconnexions flexibles et de capacité plus importante qu'actuellement, un système électrique européen qui permettrait à la France de passer de son statut d'exportateur à celui d'importateur, et une demande en légère baisse d'ici à 2050.

Ces conditions appellent plusieurs remarques :

- La baisse de la consommation correspond dans notre étude au scénario « nouveau mix » du Bilan Prévisionnel de RTE et ne constitue pas un scénario de rupture avec les politiques actuellement menées. Il repose notamment sur des hypothèses de croissance économique de 1,5% par an entre 2015 et 2030, une population et un nombre de ménages en légère croissance et des efforts importants de rénovation thermique des bâtiments (RTE 2014a). Ces hypothèses nous semblent raisonnables.
- Les hypothèses de potentiel renouvelable issues de l'ADEME (ADEME 2013) sont comparables avec des hypothèses de déploiement des capacités renouvelables en Allemagne rencontrées dans la littérature (Egerer et Schill 2014). Or l'Allemagne est plus densément peuplée que la France et dispose de moins de côtes où des technologies marines sont susceptibles d'être installées. Ces hypothèses semblent donc également acceptables.
- Il est par contre plus difficile d'imaginer l'installation de capacités fossile et biomasse aussi importantes que dans le scénario 100% renouvelable (Figure 4-98), avec une utilisation aussi réduite de ces moyens de production (Figure 4-99), sans une évolution radicale des mécanismes de marché permettant leur rémunération.
- Il paraît également difficile de devoir autant compter sur les pays voisins pour fournir à la France l'électricité qui lui manquerait, alors même que ces pays auront certainement une production conséquente issue de renouvelable variable. Or l'hypothèse de parfaite flexibilité des importations semble être l'une des plus cruciales dans les scénarios avec une forte pénétration renouvelable (Figure A-146 en annexe). Pour valider ou invalider la pertinence d'une telle hypothèse, il serait intéressant de construire un modèle représentant explicitement les pays voisins et pouvoir ainsi tester des déploiements du renouvelable sur une zone plus large que la France seule.
- Enfin, plus l'objectif de pénétration du renouvelable dans la production d'électricité est ambitieux, plus le parc de production à déployer est conséquent (Figure 4-97), conduisant dans le scénario 100% renouvelable de référence, à un rythme d'installation de 8 GW par an pendant près de quarante ans. Lorsque le rythme est limité à 5 GW par an avant 2030 et 6 GW par an après 2030, il est toujours possible d'atteindre le 100% renouvelable mais en recourant à un niveau d'importations presque deux fois plus important que dans le scénario 100% renouvelable de référence (Figure A-147 en annexe), ce qui semble irréaliste.

Notons également qu'une évolution très à la baisse de la demande permettrait de diminuer la puissance installée, sans recourir aux importations (voir Figure A-147 et Figure A-148 en annexe). De même que dans le scénario nouveau mix de RTE, une telle évolution de la consommation suppose une amélioration importante de l'efficacité énergétique, mais elle repose avant tout sur un changement social et sociétal majeur avec une volonté forte de réduire la consommation matérielle et l'empreinte environnementale (Briens 2015).

---

<sup>2</sup> Les chiffres donnés ici représentent les capacités installées dans le scénario 100% renouvelable de référence et non les potentiels maximaux récapitulés dans le Tableau 4-9 (bien qu'ils en soient proches).

#### 4-C. Une analyse post-traitement des scénarios de pénétration du renouvelable

L'analyse conduite dans la partie 4-B. (et complétée par une analyse de sensibilité en annexe A-4.2.) nous a permis de cerner quelles pourraient être les évolutions du parc français de production d'électricité si des objectifs de pénétration du renouvelable, plus ou moins ambitieux, étaient réalisés. Au vu des pas de temps intrinsèques au modèle de prospective utilisé (chapitre 3, partie 3-C.3.c.), cette analyse ne nous permet pas de savoir si les évolutions proposées sont pertinentes du point de vue de la continuité de la fourniture d'électricité. En effet, il convient de s'assurer que le système électrique est en mesure de s'ajuster aux variations rapides et parfois imprévisibles de la demande et de la production fatale, et pas seulement de répondre à la demande sur des journées type (chapitre 2, partie 2-A.). L'analyse réconciliant court terme et long terme est l'objet des travaux menés dans cette thèse, ainsi que dans des thèses antérieures (voir chapitre 3, parties 3-A. et 3-B.). Nous en appliquons ici les résultats aux scénarios présentés précédemment.

##### 4-C.1. Evolution des réserves cinétique et magnétique avec la pénétration du renouvelable

Les énergies renouvelables variables étant supposées ne pas participer aux réserves cinétique et magnétique, ces dernières risquent d'être fortement dégradées pour des niveaux de pénétration importants du renouvelable dans la production d'électricité. En effet, dans le contexte français, de tels scénarios font la part belle à l'éolien et au photovoltaïque (Figure 4-94). Les Figure 4-108 et Figure 4-109 confirment la détérioration des réserves cinétique et magnétique (à travers l'évaluation des indicateurs correspondant) lorsque plus de renouvelable participe à la production d'électricité. Cette détérioration est relativement régulière : une amélioration des réserves peut être observée pour certaines périodes de l'année, en 2040 et 2045, dans les scénarios 40% et 60% renouvelable, ou encore en 2030 dans le scénario 80% renouvelable, mais une investigation plus poussée montre que cette amélioration a lieu sur une seule plage horaire de l'année et affecte peu la moyenne des indicateurs cinétique et magnétique (en rouge sur les figures ci-dessous). Ces deux réserves évoluant de la même manière, avec toutefois une dégradation légèrement moins prononcée de la réserve magnétique, nous nous concentrerons sur la réserve cinétique dans la suite de ce document.

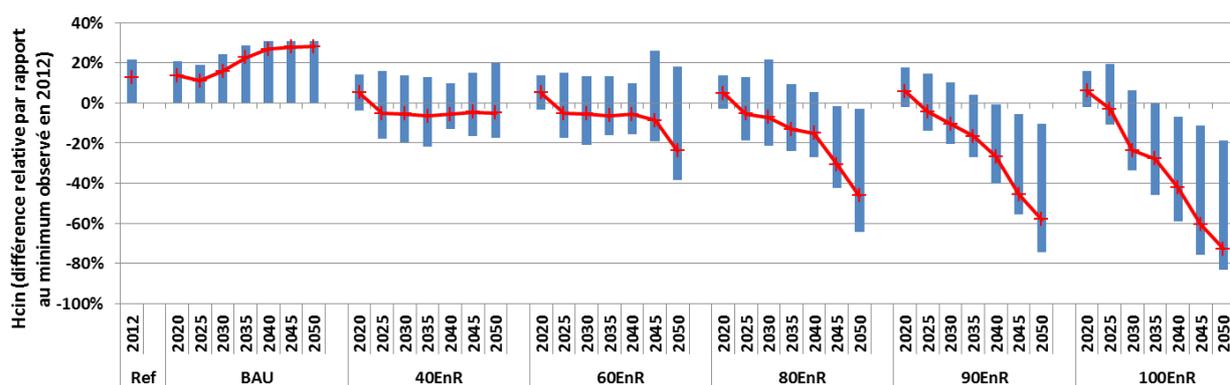


Figure 4-108 : Evolution de l'indicateur cinétique entre 2020 et 2050 (relativement à sa valeur minimale calculée en 2012) pour différents scénarios de pénétration du renouvelable.<sup>λ</sup>

<sup>λ</sup> Le haut des barres représente la valeur maximale de l'indicateur observée pour un scénario et une année donnés, et le bas des barres, sa valeur minimale. La croix rouge représente la moyenne pondérée (par la durée des TS) pour un scénario et une année donnés.

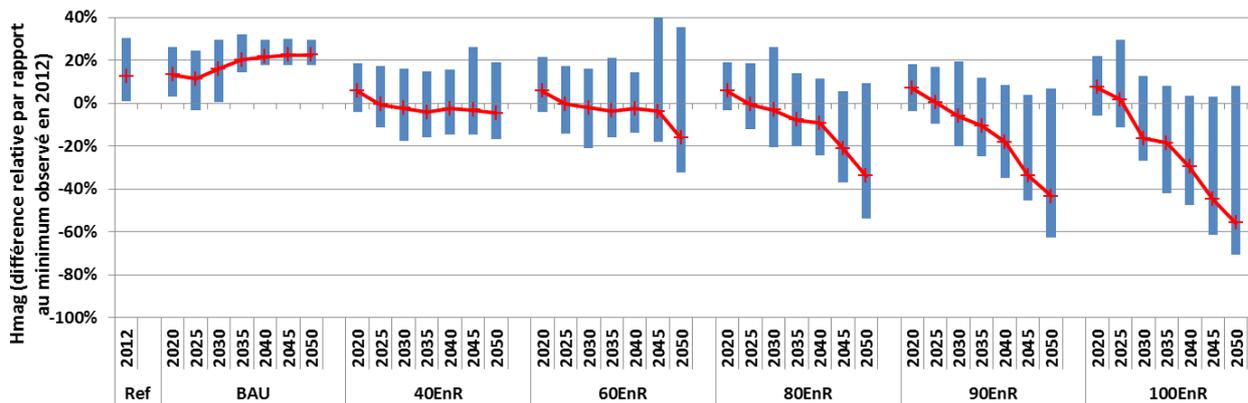


Figure 4-109 : Evolution de l'indicateur magnétique entre 2020 et 2050 (relativement à sa valeur minimale calculée en 2012) pour différents scénarios de pénétration du renouvelable.<sup>259</sup>

A une échelle infra-annuelle, la dynamique d'évolution de l'indicateur cinétique suit le profil de production du renouvelable variable (Figure 4-110) : l'indicateur cinétique est minimal lorsque la production photovoltaïque est forte (les après-midi des mois estivaux) ou lorsque la demande est modérée et la production éolienne importante (de septembre à décembre). L'indicateur cinétique est plus élevé lorsque la demande est faible et la production éolienne limitée (les nuits des mois estivaux), car l'hydraulique, qui contribue aux réserves cinétiques, représente alors une part plus importante de la production (Figure 4-105). Il est surtout bien plus élevé durant la semaine avec peu d'éolien et de photovoltaïque (période « Cweek »), car l'équilibre est alors en grande partie réalisé par des moyens thermiques (fossile ou biomasse selon le niveau de pénétration du renouvelable) qui apportent de l'énergie cinétique au système électrique.

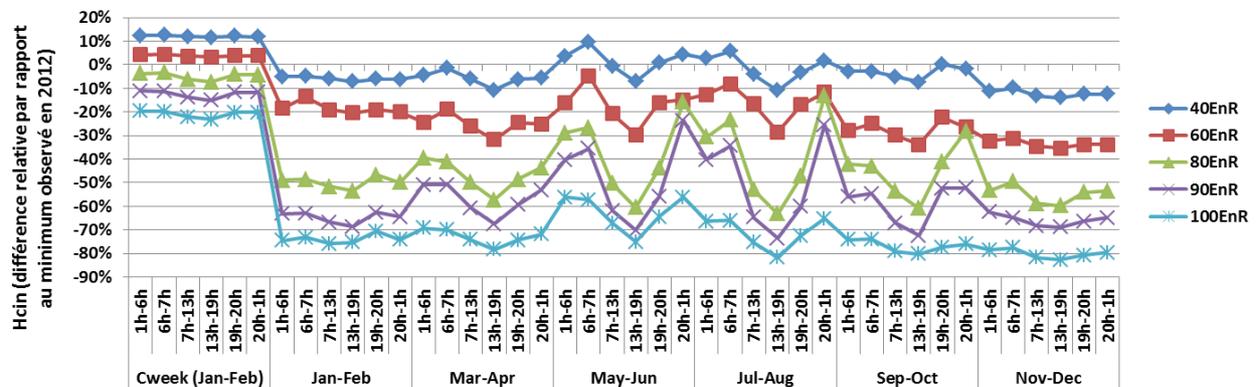


Figure 4-110 : Indicateur cinétique (relativement à sa valeur minimale calculée en 2012) en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

L'allure de la courbe annuelle de l'indicateur cinétique en 2050 est similaire dans les différents scénarios de pénétration du renouvelable. Une plus forte pénétration a pour effet de translater cette courbe vers des valeurs plus faibles de l'indicateur cinétique sans en modifier fortement la structure. Le cas des scénarios 80% et 90% renouvelable est particulièrement intéressant car l'indicateur cinétique est par moment rehaussé à des valeurs proches de celles calculées pour le scénario 60% renouvelable, notamment les mois d'été entre 20h et 1h.

Cela est dû à une production photovoltaïque élevée durant l'après-midi qui, combinée à une production nucléaire réduite mais néanmoins existante, permet de stocker de l'électricité la journée

puis de l'utiliser durant la nuit. De même des consommations sont effacées la nuit pour être reportée durant l'après-midi. Ainsi, les nuits d'été on observe la conjonction d'une demande particulièrement faible et d'une production partiellement composée de moyens contribuant à la réserve cinétique (Figure 4-111). Il faut toutefois garder à l'esprit que ce qui compte pour garantir un système électrique suffisamment robuste est que l'indicateur cinétique soit *toujours* supérieur à un seuil minimal : les valeurs particulièrement faibles de l'indicateur cinétique observées à partir du scénario 80% renouvelable sont à ce titre préoccupantes en ce qui concerne la sécurité du système électrique.

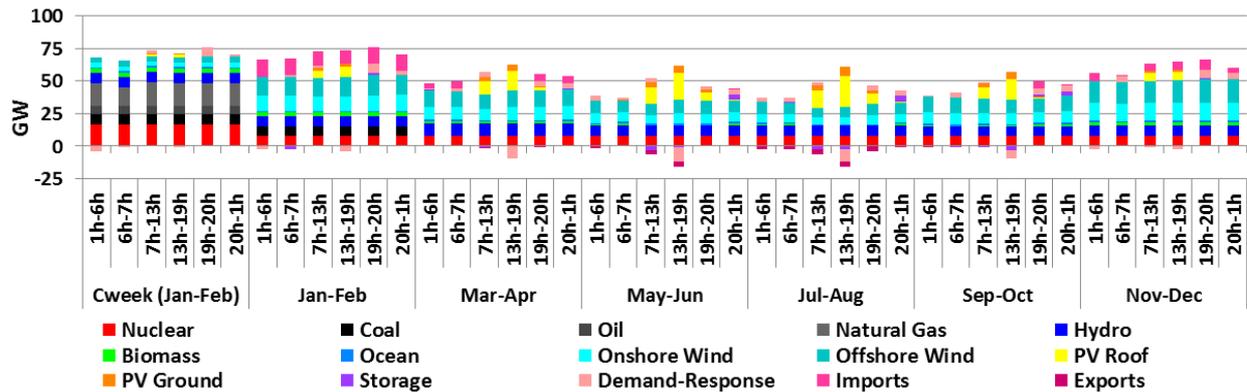


Figure 4-111 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 80% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.

Le calcul des indicateurs cinétique et magnétique présenté jusqu'ici reposait sur l'hypothèse conservatrice que les importations n'y contribuaient pas du tout. Nous avons également considéré une hypothèse alternative avec une participation partielle des importations à la réserve cinétique (chapitre 3, partie 3-D.1.c.). Puisqu'il y a un niveau élevé d'importations dans le scénario 100% renouvelable, celles-ci procurent effectivement de l'inertie au système électrique française, mais pas suffisamment pour atteindre des niveaux corrects d'indicateur cinétique (Figure 4-112). Notons que la référence utilisée pour le calcul de l'indicateur cinétique, basée sur l'année 2012, est également accrue lorsque les importations contribuent à la réserve cinétique puisqu'il y a des importations d'électricité en 2012. Ainsi, l'intégration des importations dans l'évaluation des réserves cinétiques peut également dégrader la valeur de l'indicateur.

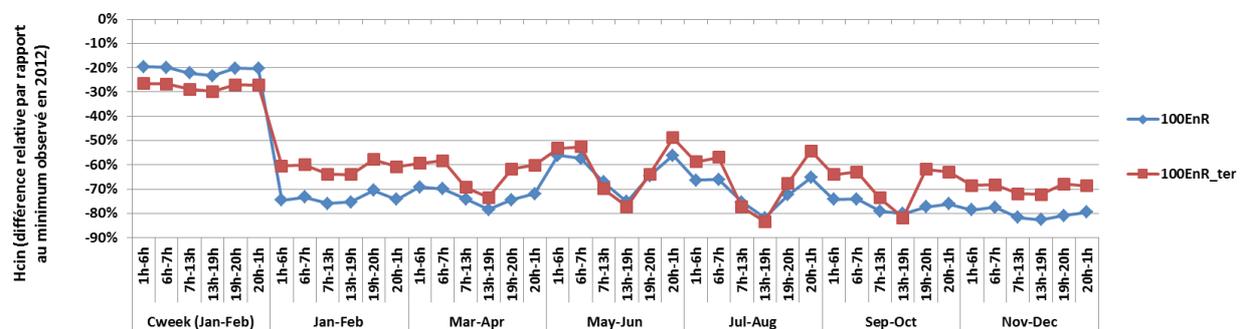


Figure 4-112 : Indicateur cinétique en 2050 dans le scénario 100% renouvelable de référence avec et sans contribution des importations à la réserve cinétique.<sup>λ</sup>

<sup>λ</sup> Le scénario avec contribution des importations à la réserve cinétique est noté « ter ».

#### 4-C.2. Amélioration de la réserve cinétique

Cette première analyse des indicateurs cinétique et magnétique montre qu'un déploiement conséquent du renouvelable pourrait entraîner une baisse significative des réserves correspondantes. Bien que notre étude repose sur une comparaison avec la situation actuelle, ne permettant pas le calcul d'un niveau critique absolu pour les réserves cinétique et magnétique, il est raisonnable d'imaginer qu'une division par un facteur 2 à 5 de ces réserves par rapport à la plus faible valeur actuellement rencontrée sur le système électrique français, constituerait un défi pour les gestionnaires du réseau électrique. En effet, rappelons que les indicateurs cinétique et magnétique traduisent la capacité du système électrique à faire face à des déséquilibres. Plus ils sont élevés plus le système dispose de temps pour résorber ces déséquilibres. De plus, des niveaux élevés de renouvelable variable dans la production d'électricité risquent également de conduire à une augmentation de l'occurrence de ces déséquilibres (chapitre 2, partie 2-B.), il est donc crucial de pouvoir y faire face.

L'atteinte de niveaux élevés de pénétration du renouvelable pourraient ainsi nécessiter des dispositifs additionnels chargés de fournir un surcroît d'inertie au système électrique. Ces dispositifs pourraient être d'autres moyens de production ou de stockage, ou encore des technologies renouvelables variables capables de fournir une telle inertie (chapitre 3, partie 3-D.1.b.). Par exemple, si toutes les nouvelles éoliennes construites fournissaient de la réserve cinétique, cela suffirait à augmenter l'indicateur cinétique presque tout le temps au-dessus de sa valeur minimale actuelle (Figure 4-113).

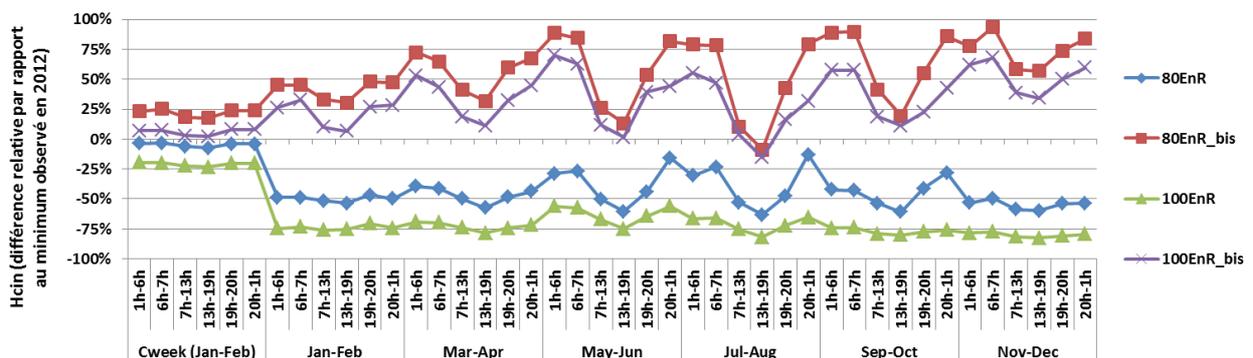


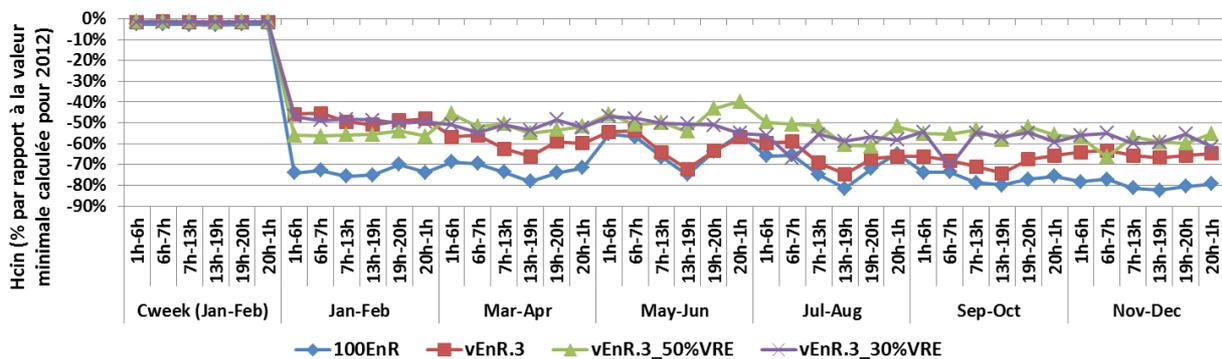
Figure 4-113 : Indicateur cinétique 2050 dans deux scénarios de pénétration du renouvelable (80% et 100% renouvelable) avec et sans contribution de l'éolien à la réserve cinétique.<sup>λ</sup>

Une autre manière d'endiguer la chute des réserves cinétique et magnétique avec la pénétration du renouvelable, est de limiter la part du renouvelable variable dans la production. La Figure 4-114 compare ainsi l'indicateur cinétique dans le scénario 100% renouvelable de référence avec sa valeur dans une variante présentant un fort potentiel de la biomasse (variante vEnR.3, voir Tableau A-41 en annexe). Dans cette variante, la biomasse se substitue aux énergies marines et partiellement au photovoltaïque, ce qui tend à accroître l'inertie cinétique du système électrique. Deux autres variantes sont également étudiées (vEnR.3\_50%VRE et vEnR.3\_30%VRE). Elles reposent sur les mêmes hypothèses que la variante avec un fort potentiel biomasse, auxquelles a été ajoutée une contrainte de limitation de la production renouvelable variable respectivement à 50% et à 30% de la production totale d'électricité<sup>λ</sup>, comme c'est par exemple le cas dans les territoires insulaires (Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement<sup>λ</sup> pour le

<sup>λ</sup> Les scénarios avec contribution de l'éolien sont notés « bis ».

raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique 2008).

Ces contraintes permettent effectivement d'accroître l'indicateur cinétique la plupart des périodes de l'année. Toutefois, la limitation à 30% de la production renouvelable variable n'est pas plus efficace que celle à 50% pour améliorer les réserves cinétiques du système électrique. Cette saturation de la contrainte de limitation du renouvelable variable provient du fait que pour une limite à 30%, il y a plus de biomasse dans la production qui vient se substituer à de l'éolien et du photovoltaïque, mais également plus d'imports qui sont ici supposés ne pas contribuer à la réserve cinétique (Figure 4-115). Le bénéfice supposé de la limitation de la part du renouvelable variable vis-à-vis des réserves cinétiques se heurte, dans un scénario 100% renouvelable, au problème de la limite du potentiel renouvelable total pour répondre à la demande en électricité. Dans ces variantes, seule une proportion modeste de la ressource éolienne, de l'hydraulique (dont le potentiel de développement est supposé presque nul dans nos scénarios) et de la biomasse participe à la production d'électricité. Ainsi, même avec un potentiel de la biomasse considérablement accru par rapport au scénario 100% renouvelable de référence (Tableau A-41 en annexe), il n'y a pas assez de ressource renouvelable sur le territoire français pour répondre à la demande lorsque la part du renouvelable variable est limitée<sup>λ</sup>. Finalement, dans toutes ces variantes du scénario 100% renouvelable, l'indicateur cinétique reste bien en deçà de sa valeur minimale pour l'année 2012, compromettant la continuité de l'alimentation électrique.



**Figure 4-114 : Indicateur cinétique en 2050 dans le scénario 100% renouvelable de référence, dans la variante avec un fort potentiel de la biomasse et dans deux variantes similaires avec des limitations à 50% et à 30% de la part du renouvelable variable.**

<sup>λ</sup> Il est nécessaire de tester conjointement l'hypothèse de fort potentiel de la biomasse avec celles de limitation de la production renouvelable variable, car il ne serait pas possible de répondre à la demande finale en électricité avec à la fois peu de biomasse et peu de renouvelable variable au vu des potentiels retenus dans cette étude.

<sup>λ</sup> Toujours bien sûr sous les hypothèses de ressources renouvelables considérées dans notre travail et récapitulées dans le Tableau 4-9.

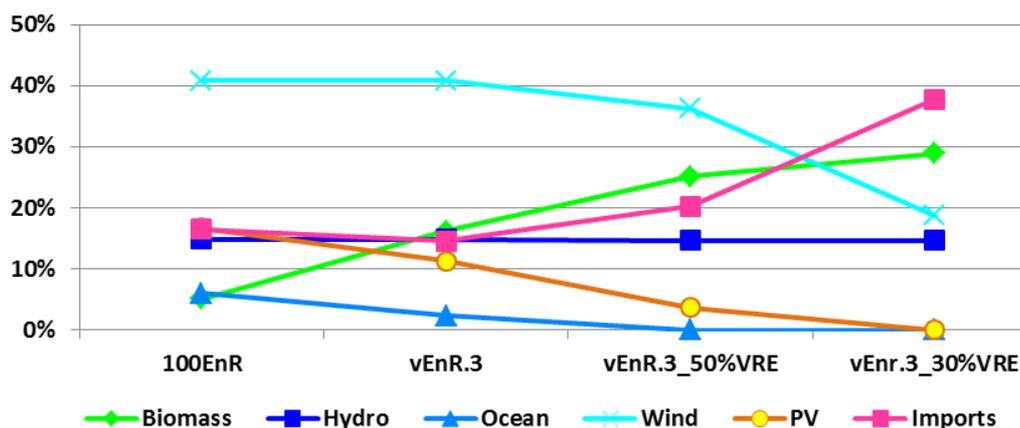


Figure 4-115 : Part des différents moyens de production et des importations dans la production d'électricité française en 2050 dans le scénario 100% renouvelable de référence, dans sa variante avec un fort potentiel biomasse ainsi que dans deux autres variantes similaires et présentant une limitation supplémentaire de la production renouvelable variable à 50% et 30%<sup>λ</sup>.

A ce stade, il semble qu'une forte pénétration du renouvelable dans la production électrique française risque d'impacter significativement la réserve cinétique dont le système électrique a besoin pour pouvoir faire face aux fluctuations rapides de la production variable et de la demande. Par des technologies adaptées, par exemple des éoliennes capables de fournir de l'inertie synthétique, le système électrique serait en mesure d'intégrer jusqu'à 100% de production renouvelable. Toutefois, il est aujourd'hui difficile d'évaluer le surcoût lié à l'électronique de puissance et aux contrôles commandes nécessaires pour que les éoliennes puissent fournir cette inertie synthétique, ces technologies étant encore peu déployées. Par ailleurs, nous manquons de recul pour garantir que l'inertie synthétique se comporterait comme l'inertie classique des moyens thermiques en cas de déséquilibres entre la production et la consommation à l'échelle du système électrique. Il convient donc d'être prudent quant à la faisabilité d'un système électrique qui reposerait presque exclusivement sur ce type de réserve cinétique.

#### 4-C.3. Evolution de la stabilité du système électrique avec la pénétration du renouvelable

Ayant vu comment la pénétration du renouvelable pouvait affecter l'aptitude du système électrique à faire face à des aléas en étudiant l'impact d'une telle pénétration sur les réserves cinétique et magnétique, nous nous intéressons maintenant à la question de la stabilité du système électrique. Pour cela, nous étudions l'évolution de l'indicateur de synchronisme dans les différents scénarios de pénétration du renouvelable.

Notons que les résultats présentés dans cette partie reposent à la fois sur les hypothèses décrites dans la partie 4-A. ainsi que sur des hypothèses supplémentaires permettant de spatialiser le modèle TIMES-FR-ELC. Ces dernières consistent à répartir les différents moyens de production, la consommation, les importations et les exportations, sur les différentes régions françaises<sup>λ</sup>. Cette répartition, issue des données réelles pour l'année 2012, est représentée graphiquement Figure 4-

<sup>λ</sup> Notons que sur cette figure la part du renouvelable variable n'est pas de 50% et 30% dans les deux variantes vEnR.3\_50%VRE et vEnR.3\_30%VRE, car la contrainte porte sur la production alors que la figure représente des pourcentages de la somme production + importations.

<sup>λ</sup> Par soucis de lisibilité des graphiques, nous avons renommé les régions françaises en adoptant des noms plus courts (Tableau A-24 en annexe).

et supposée constante jusqu'en 2050 dans cette étude<sup>λ</sup>. Elle est décrite plus en détail au chapitre 3, (partie 3-D.3.) ainsi que dans l'annexe A-3.4..

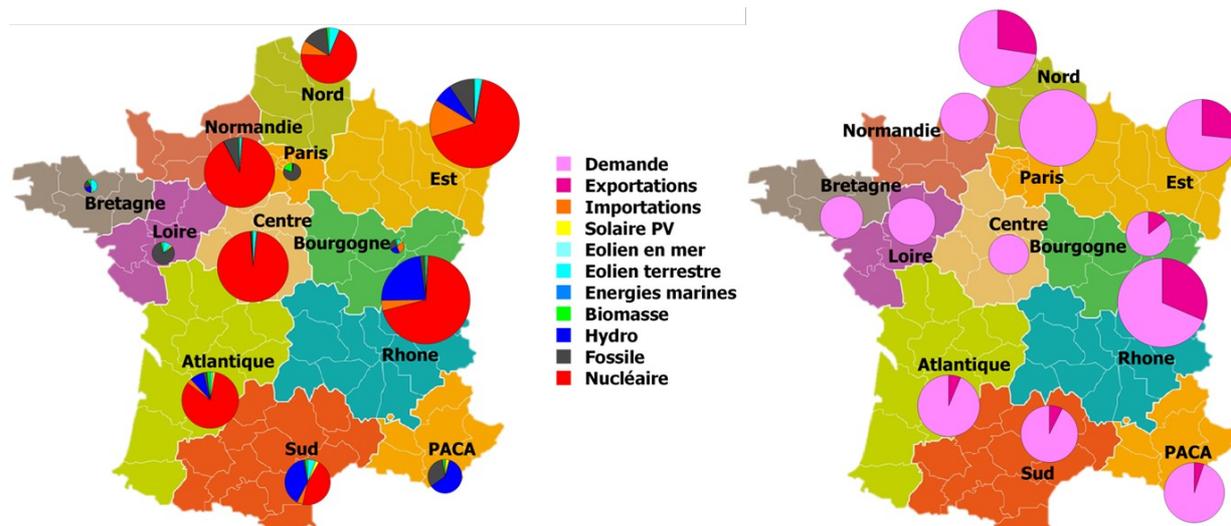
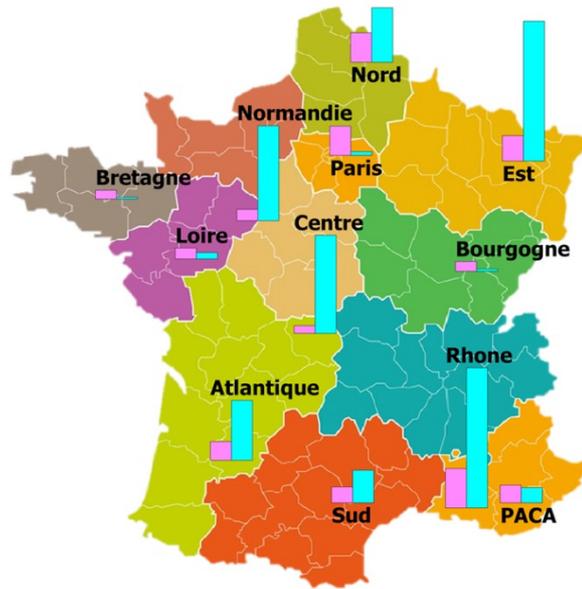


Figure 4-116 : Répartition des moyens de production et des importations (figure de gauche), de la consommation et des exportations (figure de droite) utilisée pour le calcul de l'indicateur de synchronisme en 2012.<sup>λ</sup>

En 2012, la production est essentiellement concentrée dans les régions où sont installées les centrales nucléaires et, dans une moindre mesure, là où se situent les grands bassins hydrauliques. Les centres de consommation correspondent aux agglomérations les plus peuplées. Les importations et exportations avec les pays voisins sont concentrées sur les régions où sont installées les interconnexions, avec la majeure partie des importations provenant d'Allemagne et, dans une moindre mesure, de Suisse, et les exportations étant principalement à destination de la Suisse et de l'Italie (Figure A-144 et Tableau A-30 en annexe). De cette répartition, est déduit la production nette par région, c'est-à-dire la différence entre production et consommation, en comptant les importations comme une production et les exportations comme une consommation (Figure 4-117).

≡ Une telle hypothèse est sans doute irréaliste mais sa simplicité permet de comprendre comment appliquer la méthodologie développée dans le cadre de cette thèse. Des études ultérieures seront nécessaires pour la raffiner.

≡ Cette répartition est issue de données réelles pour l'année 2012 (RTE 2014e).



■ Soutirage total (consommation + exportations vers l'étranger)  
■ Injection totale (production + importations depuis l'étranger)

Figure 4-117 : Injection et soutirage dans chaque région pour l'année 2012.

L'indicateur de synchronisme est calculé en comparant les flux maximaux d'électricité à transmettre sur le réseau avec son dimensionnement, c'est-à-dire la capacité théorique des lignes électriques (chapitre 3, partie 3-B.6.). Ces flux sont d'autant plus élevés qu'il existe des régions avec un fort déséquilibre entre production et consommation, ce qui est le cas de la France où la production est plutôt centralisée.

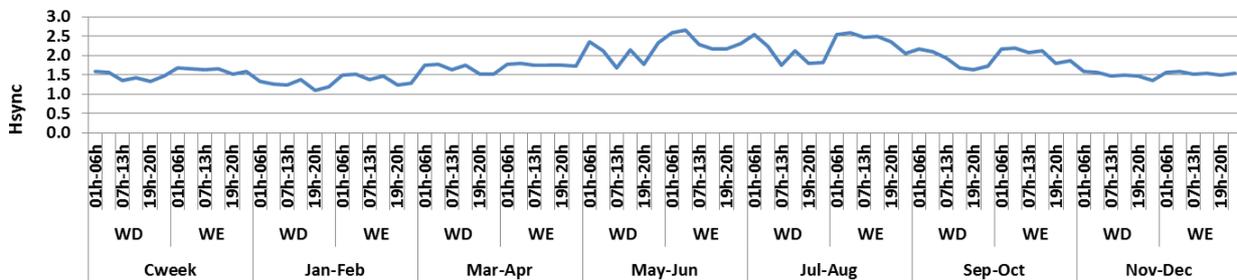
En considérant les réseaux français 225 et 400 kV agrégés à l'échelle des 12 régions, prises comme 12 nœuds du réseau agrégé (chapitre 3, Figure 3-71), nous aboutissons à une valeur de 26,1 GW pour la connectivité algébrique du graphe pondéré sous-jacent à ce réseau. La répartition des productions, de la consommation, des importations et des exportations sur ces régions permet ensuite de calculer le dénominateur de l'indicateur de synchronisme pour chaque plage horaire de chaque journée type dans chacun des scénarios étudiés. L'indicateur de synchronisme est alors calculé suivant l'équation (3-36) (chapitre 3).

En 2012, l'indicateur de synchronisme est toujours supérieur à l'unité<sup>λ</sup> (Figure 4-118), le système électrique français est donc intrinsèquement stable<sup>λ</sup> d'après la condition (3-35) (Florian Dörfler 2013) : il reviendra spontanément au synchronisme suite à une perturbation de l'équilibre production-consommation, après un régime transitoire plus ou moins long. Nous avons montré au

<sup>λ</sup> Sa valeur minimale (environ 1,1) est atteinte lors de la pointe annuelle de consommation, c'est-à-dire entre 19h et 20h durant les jours ouvrés des mois de janvier-février.

<sup>≡</sup> Nous souhaitons rappeler ici que nous ne travaillons pas avec une représentation exacte du système électrique. Une telle représentation supposerait en effet de décrire chacune des lignes électriques, chaque transformateur, chaque centrale et chaque poste de distribution. La combinaison de l'étude de la stabilité du système électrique avec l'approche prospective conduit à simplifier ce système, en agrégeant les centrales en technologies de production, les points de consommation en une consommation nationale par secteurs, et à restreindre le réseau électrique aux seules lignes 225 et 400 kV. Afin de ne pas alourdir l'écriture, nous appellerons toutefois « système électrique français » la représentation agrégée en 12 nœuds que nous en proposons.

chapitre 3 que cela revenait également à dire que le réseau électrique était suffisamment dimensionné pour éviter les congestions. Nous constatons que l'indicateur de synchronisme est près de deux fois plus élevé l'été que l'hiver. Pour une année donnée, donc à réseau fixé, l'indicateur de synchronisme ne dépend que de son dénominateur, c'est-à-dire des déséquilibres régionaux entre production et consommation. Dans le système électrique français, ces déséquilibres sont directement proportionnels à la consommation, plus forte en hiver qu'en été, d'où le résultat observé.



**Figure 4-118 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2012 pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

L'indicateur de synchronisme présente des évolutions contrastées suivant les niveaux de pénétration du renouvelable (Figure 4-119). Tout d'abord, sa valeur minimale augmente, au moins légèrement, dans tous les scénarios étudiés ici. Elle reste donc toujours supérieure à l'unité, signe que les évolutions considérées pour le mix électrique français ne compromettent pas la stabilité du système électrique, du moins à réseau constant.

Par contre, dans le scénario BAU, les valeurs moyenne et maximale de l'indicateur de synchronisme diminuent. Cette diminution traduit l'augmentation de la production observée dans ce scénario, afin de répondre à une légère hausse de la consommation et surtout, à la forte hausse des exportations (partie 4-B.2.). Le mix de production d'électricité étant semblable au mix actuel dans ce scénario, c'est à dire fortement centralisé, l'indicateur de synchronisme reste donc inversement proportionnel à la production totale. Remarquons toutefois que la valeur minimale de l'indicateur de synchronisme ne diminue pas dans ce scénario. Cela provient de la localisation des exportations vers l'étranger, qui ont principalement lieu dans les régions fortement productrices, limitant ainsi les besoins d'échanges d'électricité entre régions françaises (Figure 4-120).

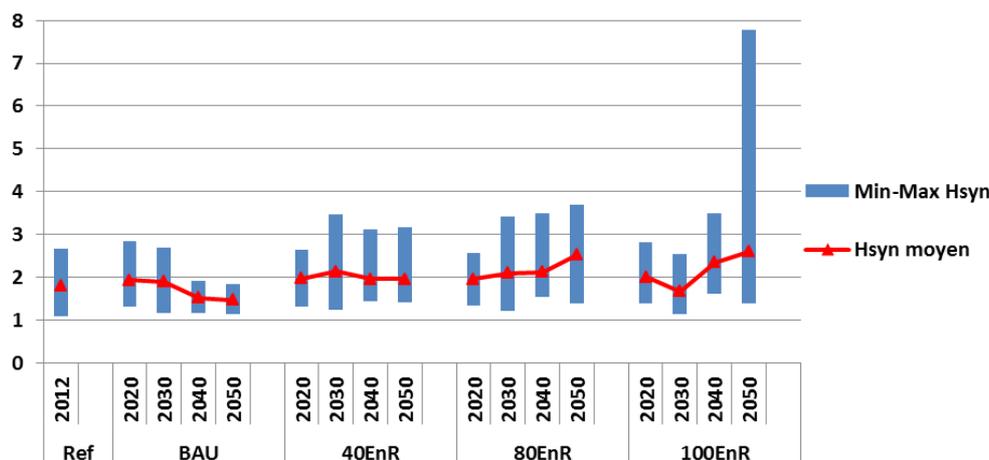


Figure 4-119 : Evolution des valeurs minimale, maximale et moyenne de l'indicateur de synchronisme entre 2012 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable.

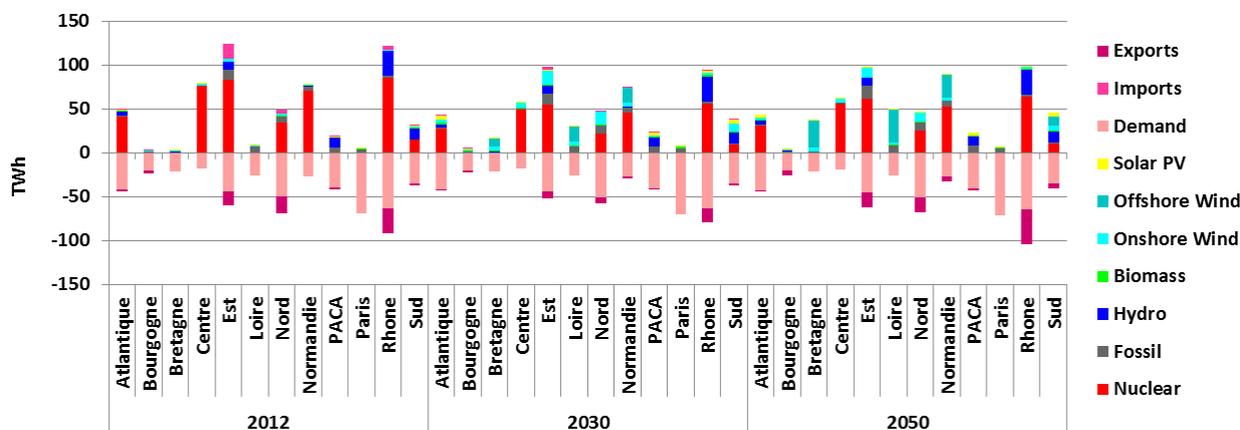


Figure 4-120 : Evolution par région du mix de production et de consommation d'électricité entre 2012 et 2050 dans le scénario BAU.

Dans les scénarios avec des objectifs de pénétration du renouvelable, les valeurs maximales et moyennes de l'indicateur de synchronisme augmentent par rapport à 2012, et ce de manière d'autant plus prononcée que ces objectifs sont ambitieux. Contrairement au scénario BAU dans lequel les variations annuelles de l'indicateur de synchronisme étaient réduites, elles tendent à s'accroître avec la part du renouvelable dans la production électrique. Etudions plus en détail ce qui se passe dans les scénarios 40% et 100% renouvelable.

Dans le scénario 40% renouvelable, le profil annuel de l'indicateur de synchronisme évolue peu (Figure 4-121). Il atteint ses valeurs minimales en hiver et présente des pics en été, notamment les jours de plus faible consommation (les weekends). Or durant les périodes correspondant à ces pics, les déséquilibres régionaux entre production et consommation sont les plus faibles en 2030 dans ce scénario (Figure 4-122). Les flux maximaux transitant sur le réseau très haute-tension, et qui permettent de calculer le dénominateur de l'indicateur de synchronisme (équation (3-36)), correspondent à l'échange d'électricité entre la région Centre, fortement productrice, et la région parisienne, fortement consommatrice<sup>2</sup>. Puisque la région parisienne produit très peu et consomme

<sup>2</sup> Bien entendu, les flux d'électricité obéissent aux lois de Kirchhoff et sont répartis sur l'ensemble du réseau. L'indicateur de synchronisme correspond à une condition suffisante, mais non nécessaire, pour assurer la

beaucoup, la baisse de la consommation nationale d'électricité observée dans les scénarios de pénétration du renouvelable (Figure 4-96) conduit donc à une production nette plus élevée dans cette région. La région Centre, elle, a une production reposant principalement sur le nucléaire. La part du nucléaire présente un creux en 2030 dans le scénario 40% renouvelable, creux qui se retrouve donc dans la production nette de la région Centre. Finalement l'écart des productions nettes entre le Centre et la région parisienne atteint son minimum en 2030 dans ce scénario, réduisant ainsi l'électricité à faire transiter sur le réseau de grand transport, ce qui est favorable à l'indicateur de synchronisme.

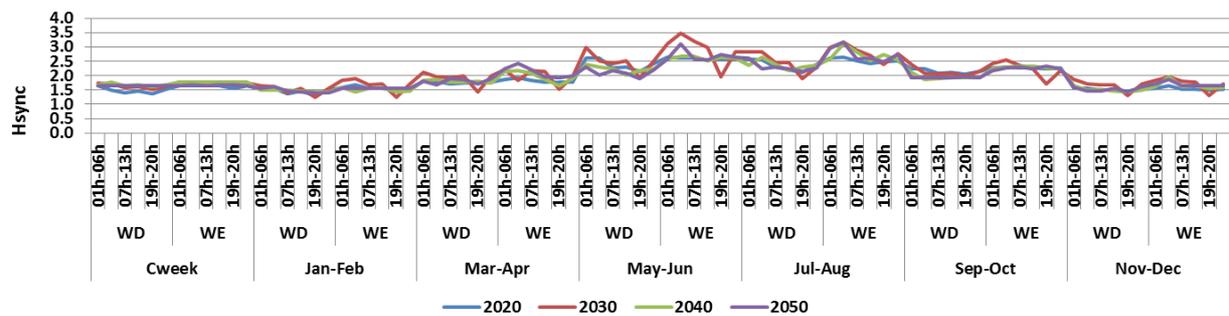


Figure 4-121 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 40% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.

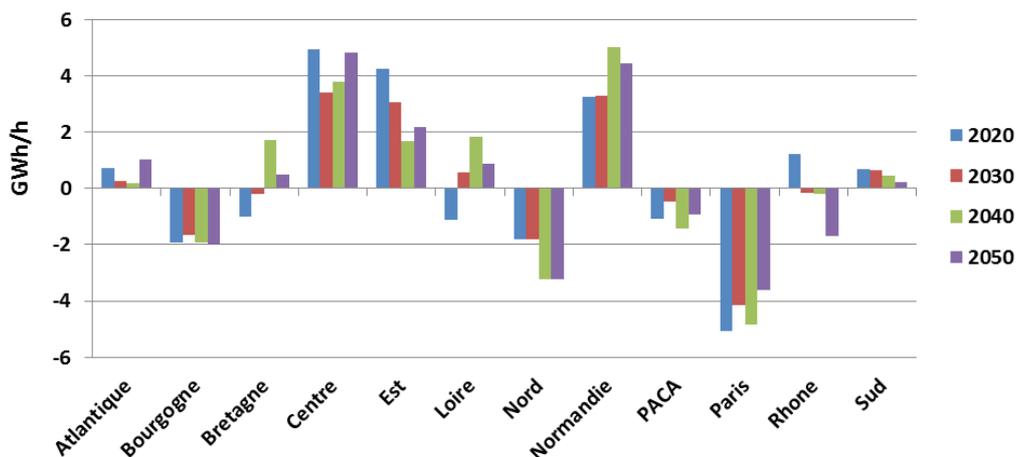
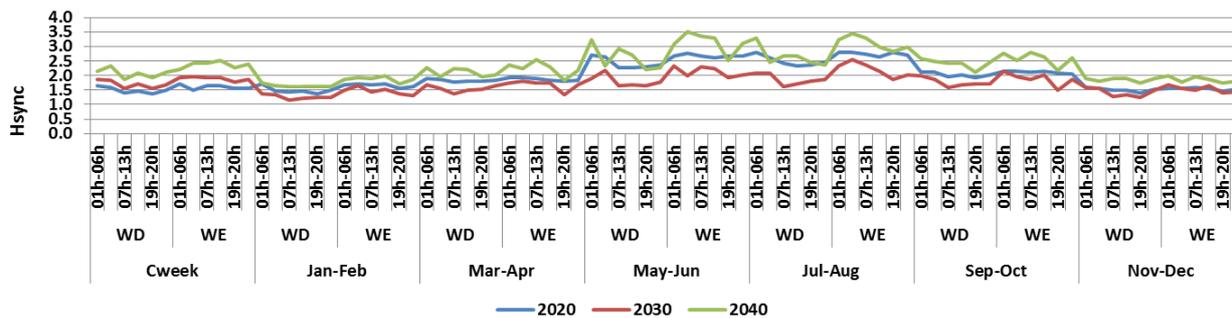


Figure 4-122 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 6h-7h des jours de weekend des mois de mai-juin en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 40% renouvelable.

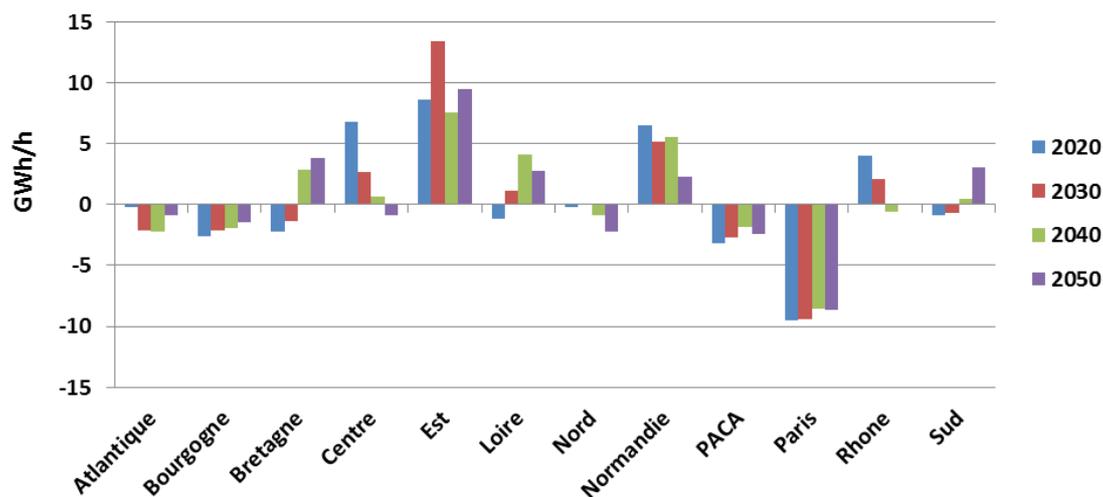
Le cas du scénario 100% renouvelable est différent. Les valeurs minimales et maximales de l'indicateur de synchronisme connaissent un minimum en 2030 (Figure 4-119). La valeur minimale est alors atteinte le matin des jours ouvrés en janvier-février, et la valeur maximale, entre 06h et 07h les weekends de juillet-août (Figure 4-123).

stabilité du système électrique. Il ne traduit donc pas la circulation réelle des flux mais permet de calculer une borne inférieure qui, si elle est respectée, assure que les déséquilibres régionaux pourront être résorbés grâce aux échanges d'électricité entre régions.



**Figure 4-123 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2020, 2030 et 2040 dans le scénario 100% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.**

Contrairement au cas du scénario 40% renouvelable, les transferts d'électricité les plus importants ne sont pas dus à la production de la région Centre, mais à celle de la région Est, du moins à partir de 2030 (Figure 4-124 et Figure 4-125). Cela s'explique par la forte baisse de la production nucléaire dans ce scénario, qui n'est remplacé que faiblement par de l'éolien en région Centre, mais totalement par de l'éolien et des importations dans la région Est (Figure 4-126). Les fortes importations en 2030 (Figure 4-95) expliquent alors que l'indicateur de synchronisme soit minimal à cette période.



**Figure 4-124 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 7h-13h des jours ouvrés des mois de janvier-février en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 100% renouvelable.**

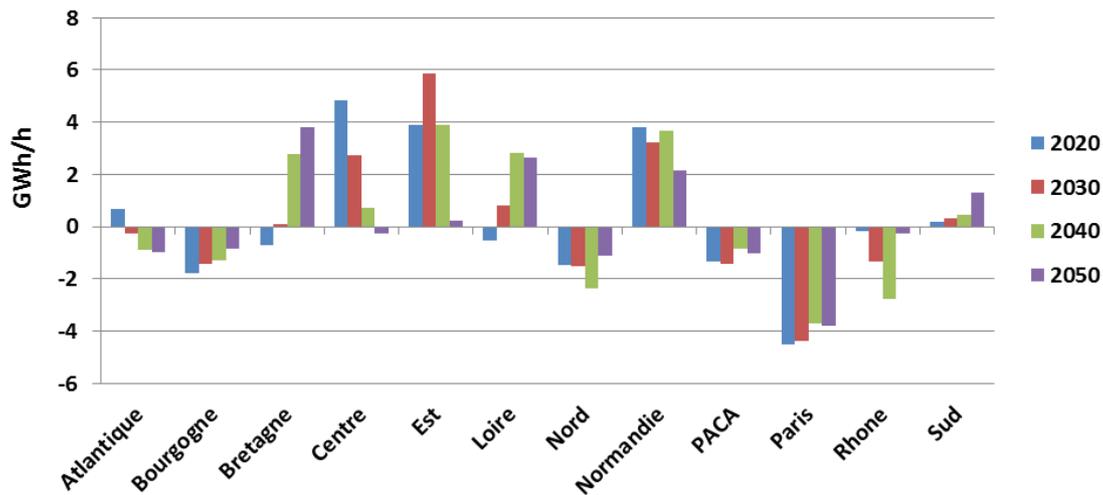


Figure 4-125 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 6h-7h des jours de weekend des mois de juillet-août en 2020, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario 100% renouvelable.

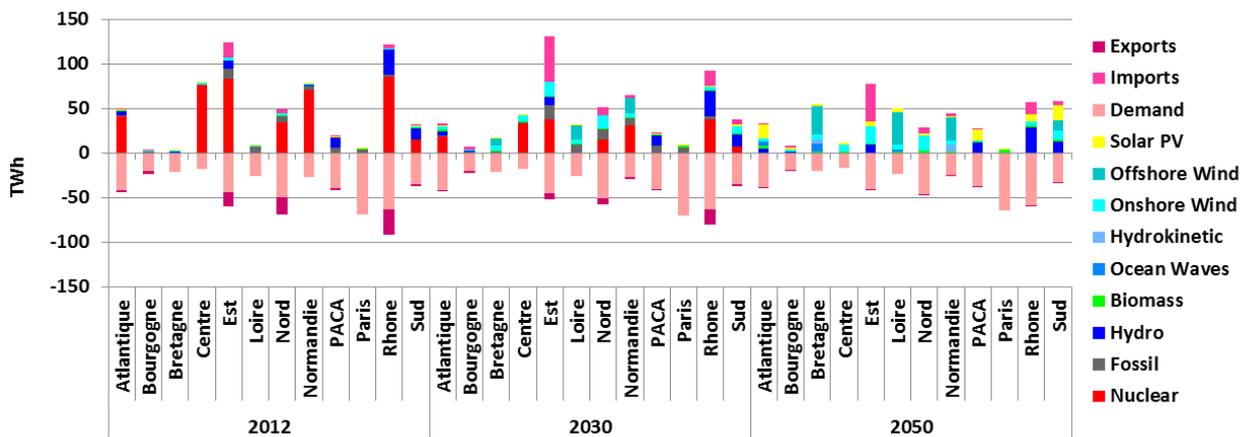


Figure 4-126 : Evolution par région du mix de production et de consommation d'électricité entre 2012 et 2050 dans le scénario 100% renouvelable.

Enfin, l'indicateur de synchronisme prend des valeurs particulièrement élevées en 2050 dans le scénario 100% renouvelable (Figure 4-119). Ces valeurs sont atteintes durant la semaine hivernale « Cweek » avec une faible production éolienne et photovoltaïque (Figure 4-127). Ces valeurs singulières de l'indicateur de synchronisme sont dues à la forte proportion de biomasse dans la production d'électricité durant cette semaine (Figure 4-105) qui est, sous les hypothèses considérées dans cette étude, le moyen de production le mieux réparti entre les différentes régions (chapitre 3, Figure 3-72). Ainsi, la production électrique française est particulièrement décentralisée durant cette semaine en 2050, dans le scénario 100% renouvelable.

A titre indicatif, la Figure 4-128 montre la production nette en 2050 dans ce scénario dans chaque région, pour 3 jours type différents, à chaque fois pour la plage horaire 07h-13h. On constate que durant la semaine « Cweek » les régions consommatrices ont une production nette plus élevée que durant les autres périodes de l'année, signe qu'une partie plus importante de la demande est fournie par des moyens de production installés plus proches des centres de consommation. De même, les régions sont moins fortement productrices qu'à d'autres périodes de l'année. De plus, la région

Atlantique est la plus productrice durant cette semaine, or elle n'est connectée qu'à des régions elles-mêmes productrices, les régions Loire, Centre, Sud et Rhône (chapitre 3, Figure 3-71), réduisant ainsi les besoins d'échanges d'électricité.

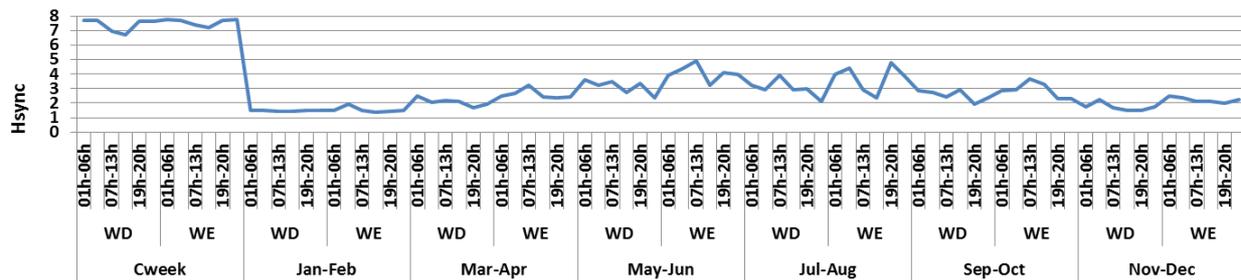


Figure 4-127 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2050 dans le scénario 100% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.

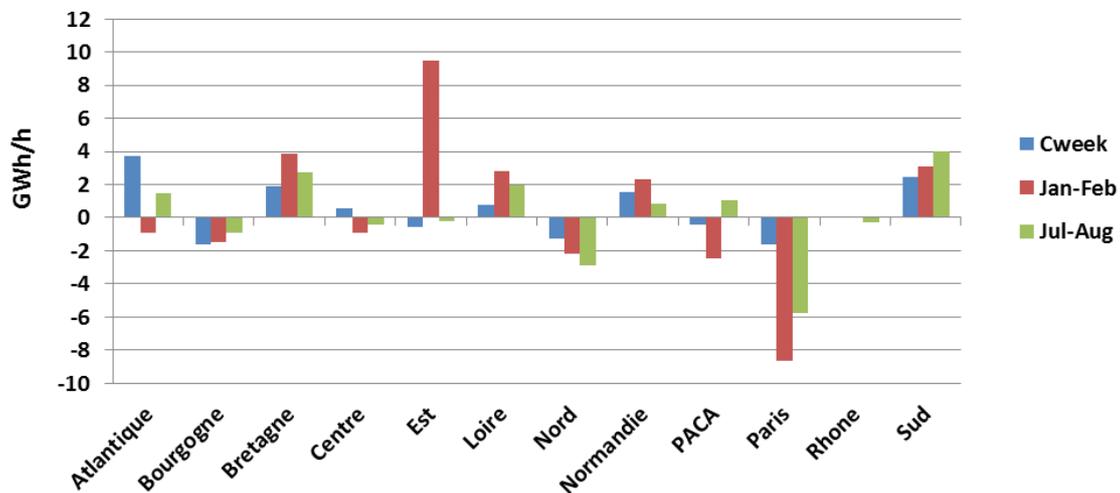


Figure 4-128 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 7h-13h des jours ouvrés de la semaine Cweek, les mois de janvier-février et de juillet-août, en 2050 dans le scénario 100% renouvelable.

Nous avons voulu montrer au travers de cette partie que la méthodologie développée pour calculer l'indicateur de synchronisme permet d'aller plus loin dans l'analyse de l'évolution du système électrique en confrontant le déploiement géographique de ce système aux exigences de stabilité qu'impose son fonctionnement. Il devient alors possible de proposer différents jeux d'hypothèses qui sous-tendent ce déploiement et ainsi de construire d'autres scénarios d'évolution du système électrique qui diffèrent, non pas par leur niveau de consommation ou leur parc de production, mais par la manière dont ils sont répartis. Il est par exemple possible de tester des évolutions plus ou moins centralisées du système électrique ou encore de faire des hypothèses sur les pays qui seront plutôt exportateurs et ceux plutôt importateurs (voir par exemple l'étude conduite dans l'annexe A-4.3.).

L'intérêt de l'indicateur de synchronisme est alors double : d'une part, il permet d'aborder la question de la stabilité du système électrique dans des études de prospective à partir d'une représentation spatialisée du système électrique, d'autre part, il valide ou invalide la représentation agrégée du

circuit à une maille (chapitre 3, partie 3-A.2.) à la base du calcul des indicateurs cinétique et magnétique. Calculé en post-traitement d'un modèle qui endogénéise le calcul de l'indicateur cinétique, il offre un cadre unique pour discuter de l'évolution sur le long terme de la faisabilité technique d'un système électrique. Nous proposons de compléter l'analyse de la pénétration du renouvelable dans le système électrique français par des résultats issus du modèle TIMES-FR-ELC-DIS (chapitre 3, partie 3-D.2.) et à partir desquels est ensuite calculé l'indicateur de synchronisme. Il s'agit ici de comprendre s'il est possible d'intégrer des niveaux élevés de renouvelable dans la production d'électricité de manière à :

- conserver le synchronisme suite à un aléa ;
- maintenir un niveau de réserve cinétique permettant de faire face à cet aléa, et ce durant suffisamment longtemps pour qu'il soit raisonnable de faire l'hypothèse que le système électrique est en mesure d'être opéré sans évolution radicale de la manière dont il est piloté<sup>λ</sup>.

---

<sup>λ</sup> C'est-à-dire avec des niveaux de réserves primaire, secondaire et tertiaire similaires aux niveaux actuels et des boucles de régulation ayant les mêmes constantes de temps que ce qui est aujourd'hui observé sur le système électrique.

#### 4-D. Vers des scénarios intrinsèquement fiables : quelles évolutions du système électrique garantissent un niveau suffisant de réserves cinétiques ?

Dans cette partie nous présentons les résultats de modélisation obtenus à l'aide du modèle TIMES-FR-ELC-DIS, version discrétisée du modèle TIMES-FR-ELC élaborée dans le but de pouvoir proposer des évolutions du système électrique français disposant d'un niveau suffisant de réserves cinétiques, réserves nécessaires pour faire face à des aléas (chapitre 3, partie 3-A.). Ces résultats ne peuvent être directement comparés à ceux présentés dans les sections précédentes car les modèles utilisés pour les obtenir diffèrent fortement : outre l'endogénéisation de l'indicateur cinétique, le modèle TIMES-FR-ELC-DIS repose sur une désagrégation des process de production unité par unité alors que dans le modèle TIMES-FR-ELC ces process sont regroupés par technologie de production. De plus, une contrainte a été ajoutée dans le modèle TIMES-FR-ELC-DIS pour que les unités de production thermiques ne produisent jamais en dessous de 40% de leur puissance nominale lorsqu'elles sont démarrées. Une telle contrainte n'aurait pas de sens pour les process agrégés du modèle TIMES-FR-ELC.

Dans un premier temps, nous utilisons le modèle TIMES-FR-ELC-DIS pour analyser quel est le niveau maximal de pénétration du renouvelable qu'il est possible d'atteindre sans dégrader trop fortement les réserves cinétiques.

##### 4-D.1. *Un niveau de réserve cinétique suffisant jusqu'à 75% de pénétration du renouvelable*

Afin de comprendre l'effet de la contrainte sur l'indicateur cinétique, nous comparons le cas où l'indicateur cinétique doit toujours être supérieur à une valeur de référence<sup>λ</sup> au cas où l'indicateur n'est pas contraint. L'intégration d'une contrainte sur l'indicateur cinétique permet de construire des scénarios pour une valeur minimale fixée à 30 secondes dans notre étude (Figure 4-129 et Figure 4-130) alors que sans la contrainte, les scénarios de pénétration du renouvelable étudiés atteignent rarement la valeur de référence pour l'indicateur cinétique (Figure 4-108).

Avec la contrainte, nous remarquons que l'indicateur cinétique est très proche la valeur minimale de 30 secondes, du moins en moyenne sur l'année, pour la plupart des années entre 2030 et 2050 dans les scénarios 60% à 80% de pénétration du renouvelable (Figure 4-130). En 2040 dans les scénarios 70% à 80% renouvelable, par exemple, l'indicateur cinétique ne dépasse jamais 33 secondes. Cela montre qu'il est coûteux de dépasser la contrainte imposée pour l'indicateur cinétique.

---

<sup>λ</sup> Cette valeur correspond au minimum de l'indicateur observé en 2013 (soit 30 secondes), année de référence du modèle TIMES-FR-ELC-DIS.

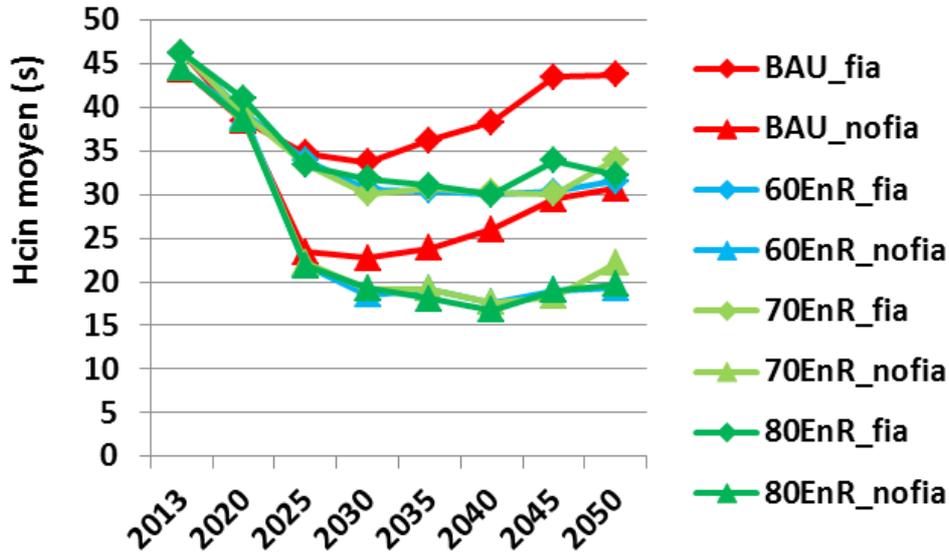


Figure 4-129 : Valeurs moyennes annuelles de l'indicateur cinétique dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, avec et sans contrainte sur l'indicateur cinétique.<sup>λ</sup>

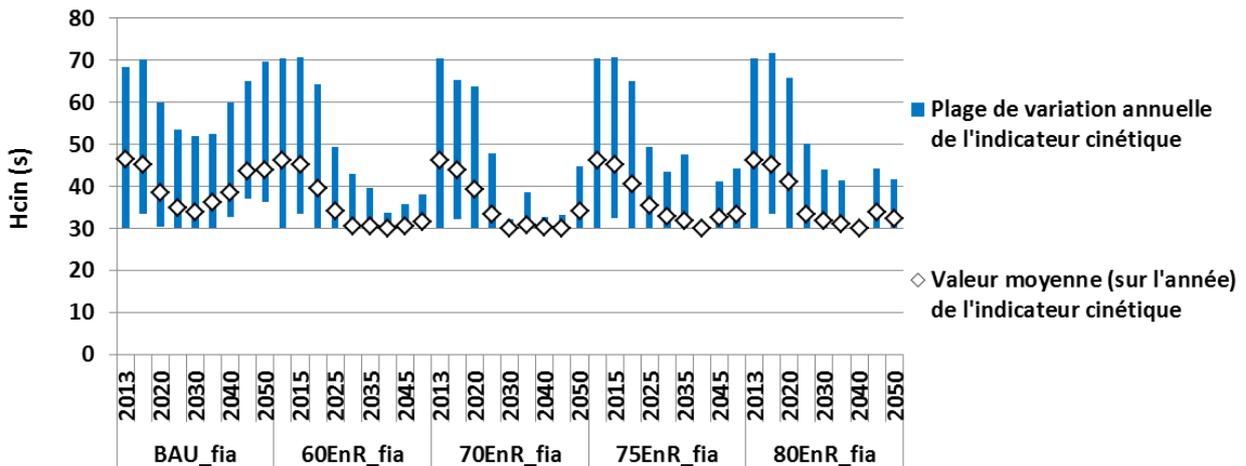


Figure 4-130 : Evolution des plages de variation annuelles et des valeurs moyennes de l'indicateur cinétique entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).

L'indicateur cinétique remonte légèrement en 2050 dans les scénarios 60% à 75% renouvelable du fait à la fois d'une petite augmentation des réserves cinétiques et d'une diminution (ou au moins d'une stagnation) de la puissance appelée<sup>λ</sup> (Figure 4-131). La diminution de la puissance appelée est liée à la diminution de la consommation d'électricité dans ces scénarios (contrairement au scénario BAU, voir partie 4-B.2.) du fait des hypothèses d'élasticité de la demande. On peut par contre s'étonner de l'augmentation du stock d'énergie cinétique dans les scénarios 70% à 80% renouvelable

<sup>λ</sup> Les scénarios où l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes) sont désignés par l'appellation « \_fia » (symbole en forme de losange) alors que les autres le sont par « \_nofia » (symbole en forme de triangle).

<sup>λ</sup> Pour rappel l'indicateur cinétique est le quotient de la réserve d'énergie cinétique par une fraction de la puissance apparente appelée (équation (3-8), chapitre 3).

alors même que la part du renouvelable variable y est plus importante (Figure 4-132). Deux cas de figure sont alors à distinguer.

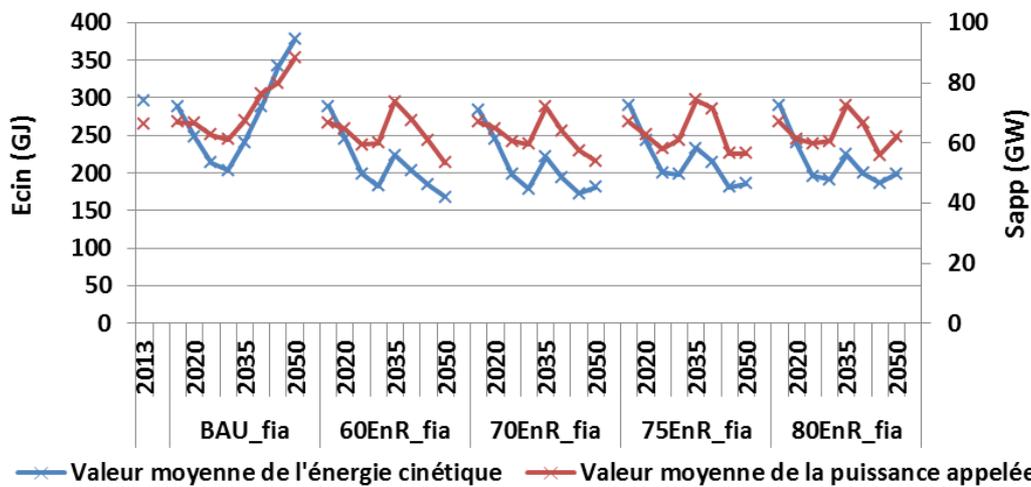


Figure 4-131 : Evolution des valeurs moyennes du stock d'énergie cinétique et de la puissance appelée entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).<sup>λ</sup>

Dans les scénarios 70% et 75% renouvelable, l'augmentation du stock d'énergie cinétique entre 2045 et 2050 s'explique par le développement de nouvelles unités de production (centrales hydrauliques, centrales biomasse) et de stockage sous forme de STEPs ou de CAES, alors que les unités fossiles et nucléaires sont encore utilisées quoiqu'avec un niveau de production réduit. En effet, les machines synchrones fournissent de l'inertie cinétique proportionnellement à leur capacité connectée au réseau, et ce quel que soit leur niveau de production (équation (3-6), chapitre 3). Ainsi, les centrales nucléaires apportent une inertie similaire au système électrique en 2045 et en 2050, dans ces deux scénarios, alors même que leur production a fortement baissé sur cette même période<sup>λ</sup> (Figure 4-132). De plus, la contribution cinétique de l'hydraulique, de la biomasse et du stockage s'accroît fortement en 2050 (Figure 4-133). Pour accroître le stock d'énergie cinétique le modèle peut donc utiliser plus de machines fonctionnant à puissance réduite. Il y a alors un arbitrage à réaliser entre économie du système (comment rémunérer des centrales fonctionnant peu d'heures dans l'année ?) et sécurité de l'alimentation électrique.

Dans le scénario 80% renouvelable on observe une tendance similaire, à la différence que le modèle recourt à une proportion bien plus conséquente de biomasse (Figure 4-132). Toutefois, la biomasse utilisée pour produire de l'électricité ne provient pas des ressources disponibles au niveau national, qui sont insuffisantes, mais d'un procédé d'importation fictif au coût arbitrairement élevé<sup>λ</sup>. Ce procédé n'apparaît que dans ce scénario<sup>λ</sup> ce qui montre la difficulté d'intégrer une telle proportion de

<sup>λ</sup> Pour obtenir l'indicateur cinétique à partir des données de cette figure, il faut diviser la valeur correspondant à l'énergie cinétique (axe des ordonnées de gauche) par 10% de la valeur correspondant à la puissance appelée (axe des ordonnées de droite).

<sup>λ</sup> Le facteur de charge annuel du nucléaire est de 80%, 76% et 49% respectivement en 2040, 2045 et 2050 dans le scénario 70% renouvelable et de 80%, 66% et 45% aux mêmes périodes dans le scénario 75% renouvelable.

<sup>λ</sup> Il s'agit du même procédé que celui appelé « production manquante » dans la Figure A-146 en annexe.

<sup>λ</sup> Ce procédé permet de produire 103 TWh sur les 138 TWh de biomasse utilisés par le modèle pour couvrir la demande en 2050. Notons que lorsque la contrainte sur l'indicateur cinétique est relâchée (scénario

renouvelable, notamment variable, sans détériorer la réserve cinétique en-deçà du seuil fixé, soit 30 secondes.

Avec les hypothèses considérées dans cette étude, il semble donc qu'il y ait une limite de pénétration du renouvelable à 75% de la production d'électricité en 2050. Cette limite correspond également à une participation du renouvelable variable à environ la moitié de la production d'électricité (Figure 4-132). C'est surtout la proportion de renouvelable variable qui compte ici puisque ces moyens de production sont supposés ne pas contribuer à la réserve cinétique<sup>λ</sup>. Notons que le seuil maximal de 50% de la production à partir de renouvelable variable avait déjà été établi dans le cas de la Réunion (Bouckaert 2013; Bouckaert, Mazauric, et Maïzi 2014; Bouckaert et al. 2014).

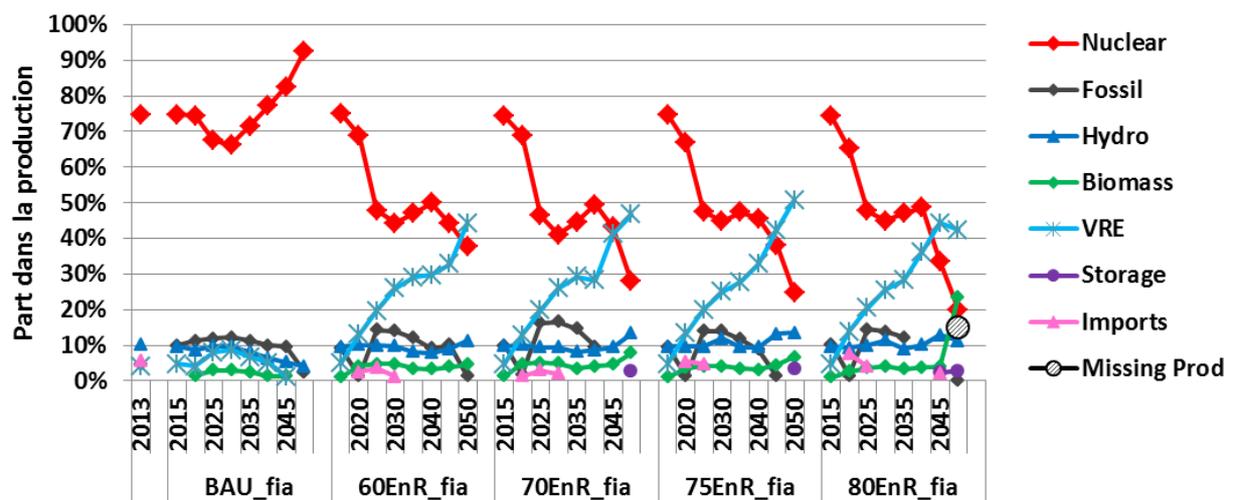


Figure 4-132 : Evolution du mix de production d'électricité entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes)<sup>λ</sup>.

« 80EnR\_nofia ») le modèle a tout de même recourt à 10 TWh d'importation via ce procédé, pour une production biomasse de 45 TWh en 2050. Contrairement au modèle TIMES-FR-ELC, le modèle TIMES-FR-ELC-DIS ne parvient pas totalement à répondre à la demande dès 80% de renouvelable dans la production d'électricité. Cette différence peut notamment s'expliquer par les contraintes supplémentaires introduites dans ce modèle sur la production minimale des unités de production démarrées, contraintes qui limitent la flexibilité des moyens de production pilotables réduisant ainsi la capacité d'intégration de moyens de production renouvelables variables.

≡ Nous avons intégré au modèle TIMES-FR-ELC-DIS des technologies d'éoliennes, d'hydroliennes et de centrales houlomotrices produisant de l'inertie synthétique de manière à pouvoir contribuer à la réserve cinétique. Toutefois, celles-ci ne sont pas sélectionnées par le modèle pour participer à la production d'électricité. Nous préférons rester prudents quant à l'interprétation de ce choix qui semble peu rationnel. Le surcoût introduit pour ces technologies par rapport à leurs homologues ne produisant pas d'inertie synthétique ne nous paraît pas être une explication satisfaisante pour expliquer ce choix car ce surcoût est faible en comparaison du coût du procédé qui permet de créer de la ressource biomasse fictive.

≡ Les moyens de production représentant moins de 1% de la production totale d'électricité ne sont pas représentés sur cette figure par soucis de lisibilité.

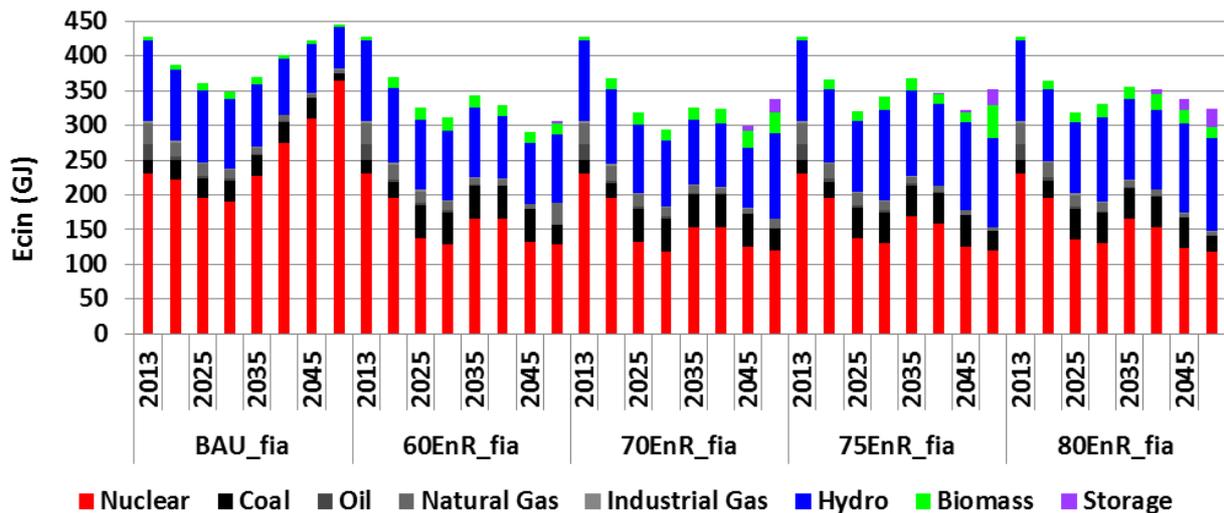


Figure 4-133 : Evolution de la contribution des différents moyens de production au stock d'énergie cinétique entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes)<sup>λ</sup>.

#### 4-D.2. Comparaison des scénarios 75% et 80% renouvelable : ressource biomasse et réserves cinétiques

Essayons de mieux comprendre les choix d'investissement opérés par le modèle concernant les centrales biomasse et qui jouent un rôle crucial, quoique distinct, dans ces deux scénarios.

Nous observons que la forte production des centrales biomasse dans le scénario 80% renouvelable contraste avec la contribution cinétique plutôt marginale de ces moyens de production (par exemple lorsque l'on compare les scénarios 75% et 80% renouvelable en 2050, Figure 4-133). Cela est dû à une utilisation différente des centrales biomasse dans ces deux scénarios : dans le scénario 75% renouvelable, la biomasse est essentiellement utilisée l'hiver pour couvrir la demande plus élevée, notamment lorsque la production éolienne et photovoltaïque est réduite (Figure 4-134), alors que dans le scénario 80% renouvelable la biomasse est utilisée toute l'année avec également un surcroît de production en hiver<sup>λ</sup> (Figure 4-135).

<sup>λ</sup> Le stock d'énergie cinétique représenté sur cette figure résulte d'un calcul réalisé a posteriori, à partir de la capacité installée et de la valeur du paramètre cinétique par MW selon la technologie et la taille de l'unité de production (annexe A-3.2.), qui n'est pas exactement équivalent à celui réalisé par le modèle et conduisant aux valeurs de la Figure 4-131. Les deux calculs sont toutefois proches et conduisent aux mêmes tendances quant à l'évolution de l'indicateur cinétique.

<sup>λ</sup> Rappelons que la forte production d'électricité à partir de centrales biomasse dans le scénario 80% renouvelable n'est possible que grâce à des importations fictives de biomasse qui permettent de compenser l'insuffisance de la ressource nationale dans notre modèle.

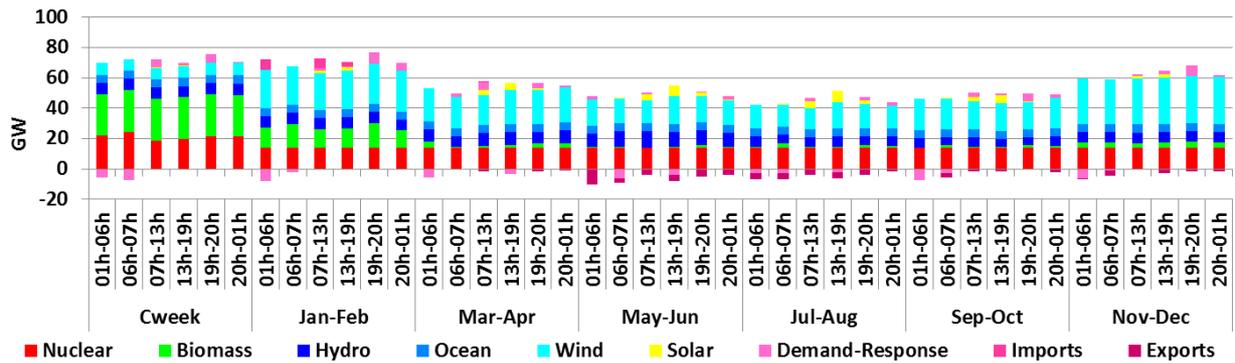


Figure 4-134 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 75% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).

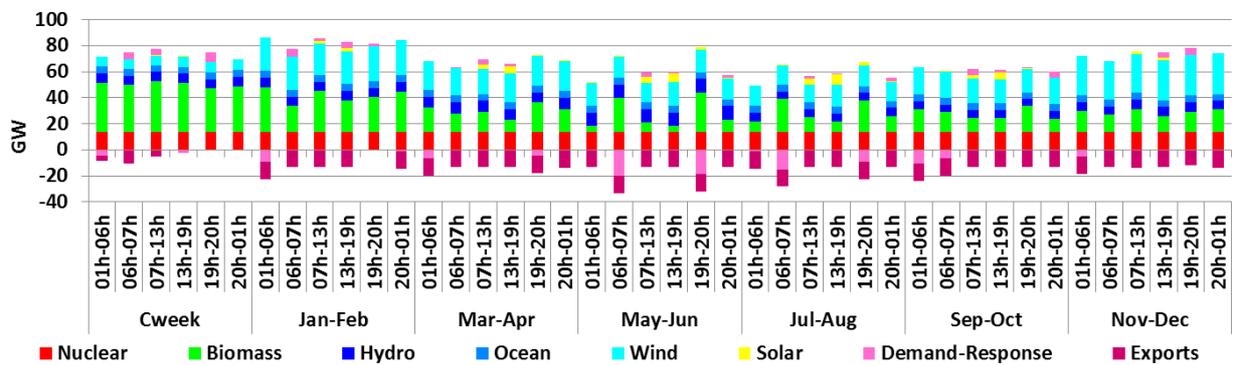


Figure 4-135 : Courbe de production en France en 2050 dans le scénario 80% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).

Dans le scénario 75% renouvelable, les centrales nucléaires, hydrauliques et, plus marginalement, les centrales biomasse suffisent pour apporter l'énergie cinétique requise par la contrainte sur l'indicateur cinétique, quoiqu'en saturant cette contrainte durant un certain nombre de moments de l'année en 2050 (Figure 4-136). Cette saturation de la contrainte sur l'indicateur cinétique compromet l'augmentation de la part du renouvelable dans le scénario 80% renouvelable par rapport au scénario 75% renouvelable. En effet, les seuls moyens renouvelables contribuant aux réserves cinétiques sont les centrales hydrauliques, la géothermie et les centrales biomasse. Or, dans notre étude, la capacité hydraulique est supposée constante et le potentiel géothermique est très faible (Tableau 4-9). La seule façon d'apporter de la réserve cinétique à partir de moyens renouvelables réside donc dans la construction de nouvelles centrales biomasse. Toutefois les ressources biosourcées disponibles pour la production d'électricité sont entièrement utilisées en 2050, dès 70% de renouvelable dans la production d'électricité (Figure 4-137). Le modèle est alors obligé de créer du biogaz, qui n'existe pas réellement, pour pouvoir satisfaire l'ensemble des contraintes qui lui sont imposées dans le scénario 80% renouvelable.

Il est intéressant de constater que ce biogaz n'est pas directement utilisé pour alimenter des centrales apportant de l'énergie cinétique au système électrique (Figure 4-133) : ce biogaz est en effet utilisé dans un process de type pile à combustible fonctionnant en cogénération et supposé ne pas contribuer à la réserve cinétique. Ce procédé de production est ici privilégié car ses coûts ont fortement baissé en 2050 et sont alors plus faibles que ceux des autres moyens de production utilisant la biomasse comme combustible (Tableau A-35, annexe A-4.1).

Finalement, c'est surtout le maintien des capacités nucléaires qui permet de respecter la contrainte sur l'indicateur cinétique. La forte utilisation de biogaz a pour rôle de maintenir la production renouvelable à un niveau élevé (80% de la production totale), production qui dépasse alors la consommation d'où le niveau élevé d'exportations tout au long de l'année 2015<sup>λ</sup> dans ce scénario (Figure 4-135).

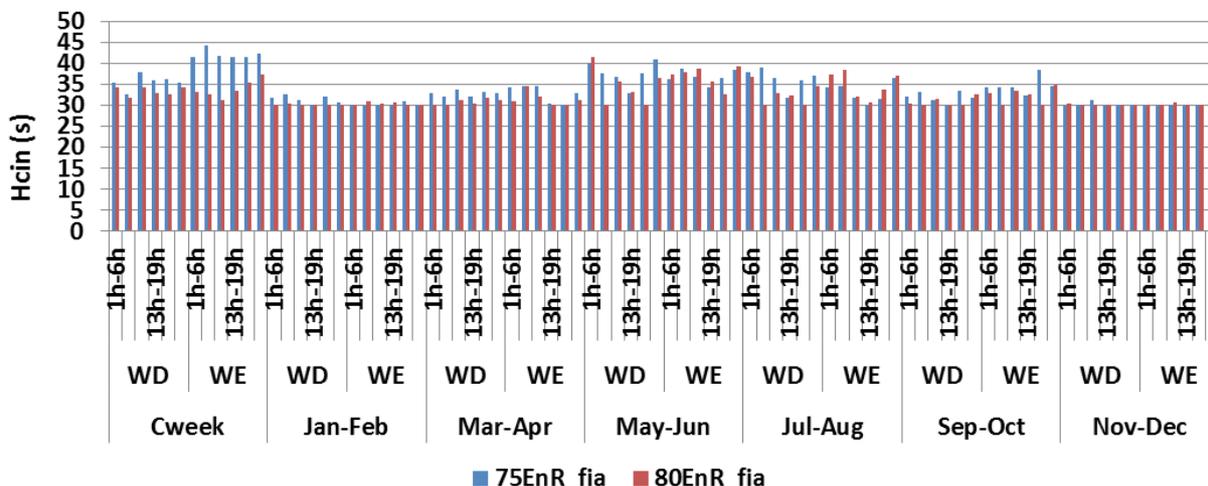


Figure 4-136 : Indicateur cinétique en 2050 dans les scénarios 75% et 80% renouvelable.

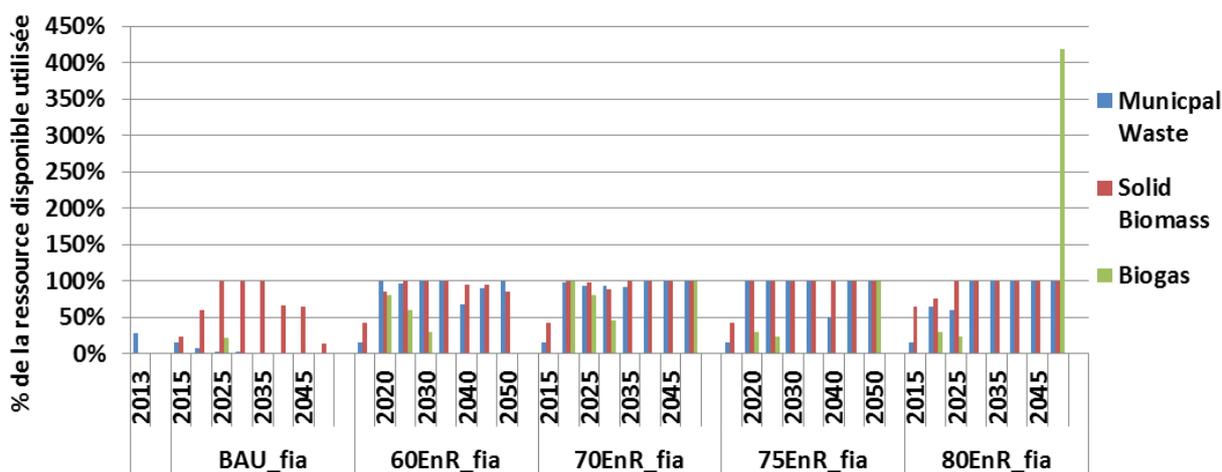


Figure 4-137 : Evolution de la part de la ressource biomasse utilisée dans le scénario BAU et dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).

#### 4-D.3. Contrainte sur la réserve cinétique et nucléaire

Revenons maintenant à des considérations plus générales concernant la contrainte sur l'indicateur cinétique.

La comparaison entre les résultats obtenus avec le modèle discrétisé intégrant cette contrainte et ceux obtenus avec le modèle TIMES-FR-ELC (voir partie 4-B.) montre que le premier est plus favorable au nucléaire que le deuxième, et moins favorable au fossile. Dans le scénario 80% renouvelable

<sup>λ</sup> Celles-ci atteignent alors 115 TWh contre 80 TWh aujourd'hui.

notamment, 18 GW de nucléaire et 34 GW de fossile sont encore en fonctionnement en 2050 lorsque le modèle TIMES-FR-ELC est utilisé, contre respectivement 28 GW et 7 GW avec la version discrétisée de ce modèle et l'indicateur cinétique contraint (Figure 4-138).

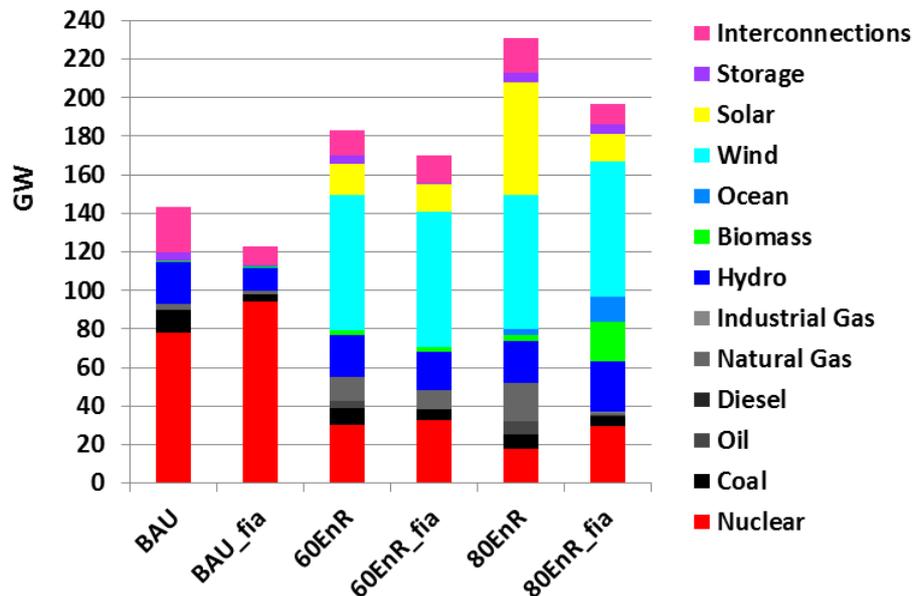


Figure 4-138 : Capacité de production d'électricité installée en 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français.<sup>λ</sup>

Plusieurs éléments sont à considérer pour interpréter ce résultat. Tout d'abord, la version discrétisée du modèle intègre une contrainte sur le fonctionnement minimal des unités de production, contrainte qui n'existe pas dans le modèle initial. Cette contrainte modifie profondément la manière dont le modèle recourt aux différentes centrales pour assurer l'équilibre production – consommation. Les centrales démarrées devant alors produire au moins à hauteur de 40% de leur puissance nominale, le modèle tend à privilégier des groupes de type base et semi-base. Ainsi les centrales à charbon fonctionnent de manière plus continue dans ce modèle et les autres centrales fossiles sont très peu utilisées (Figure 4-139, à comparer avec la Figure 4-99). De plus, la contrainte sur l'indicateur cinétique nécessite de disposer en permanence de moyens de production capables de contribuer suffisamment à la réserve cinétique, ce que permettent les centrales nucléaires. Un tel fonctionnement est alors défavorable au photovoltaïque dont la production, plus variable que celle de l'éolien ou des énergies marines, est difficile à compléter par les moyens thermiques dont la flexibilité a été réduite dans ce modèle.

<sup>λ</sup> Sur cette figure, les graphes ont été construits à partir du modèle TIMES-FR-ELC et à partir de la version discrète de ce modèle avec contrainte sur l'indicateur cinétique (scénarios « \_fia »).

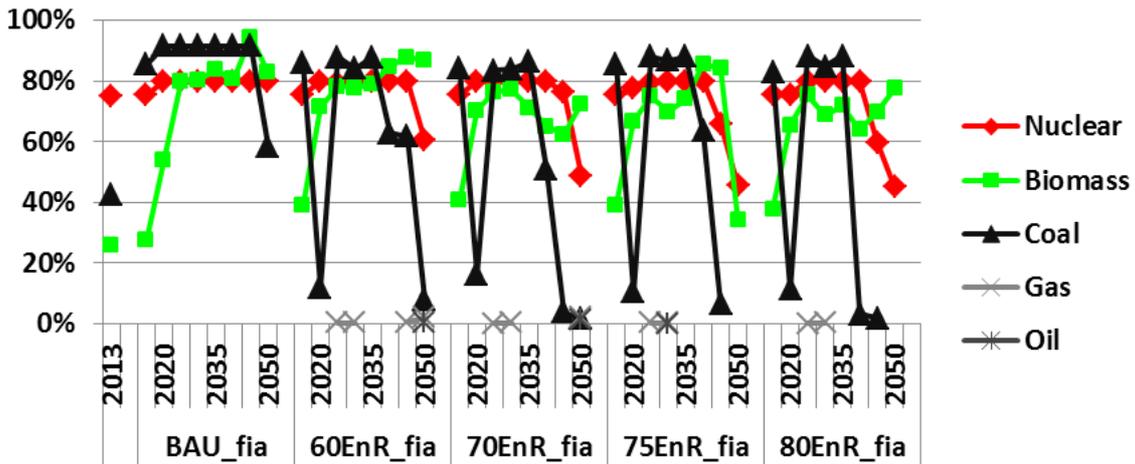


Figure 4-139 : Evolution du facteur de charge de différents moyens de production thermiques entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).

Les résultats obtenus avec le modèle TIMES-FR-ELC alertaient sur la question de la rémunération des centrales fossiles, alors essentiellement utilisées en pointe, avec la pénétration du renouvelable (partie 4-B.4.). Ici, c'est surtout la rémunération du nucléaire qui est questionnée. La forte baisse du facteur de charge du nucléaire était déjà observée en 2050, dès 60% de part de renouvelable dans la production d'électricité, mais cette baisse est ici plus critique car les nouvelles capacités nucléaires installées sont plus élevées dans la version discrétisée du modèle. De plus, ce surplus de capacité nucléaire est installé uniquement durant la période 2035 ce qui a pour effet de limiter la production de ces nouvelles centrales par rapport à celles construites en 2030, et encore plus par rapport aux centrales actuelles (Figure 4-140).

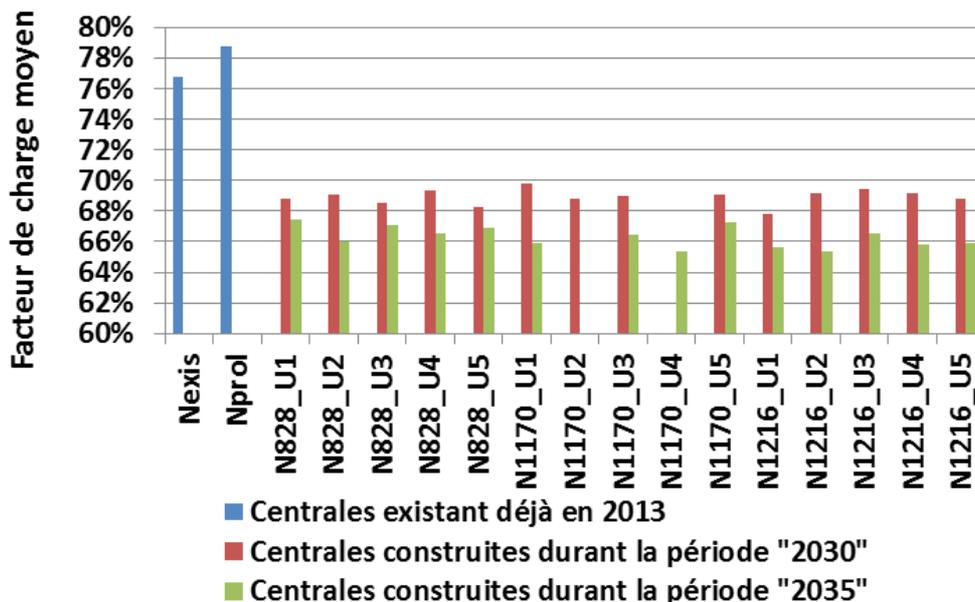


Figure 4-140 : Facteur de charge moyen des centrales nucléaires par année de construction sur toute leur période d'utilisation dans le scénario 80% renouvelable, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes)<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> « Nexis » désigne les centrales existantes, « Nprol » les centrales existantes ayant été prolongées, et « Nx\_Un » désigne l'unité numéro n d'une centrale de puissance x MW. Les périodes « 2030 » et « 2035 » sont

#### 4-D.4. *Contrainte sur l'indicateur cinétique et évolution de l'indicateur de synchronisme*

Après avoir présenté quelques-uns des résultats obtenus avec le modèle TIMES-FR-ELC-DIS, nous nous intéressons à l'évolution de l'indicateur de synchronisme pour les parcs de production proposés par ce modèle. Rappelons que lorsque cet indicateur est supérieur à l'unité, le système électrique revient spontanément au synchronisme suite à un aléa. Or, garantir le synchronisme du système électrique, c'est-à-dire sa stabilité, légitime l'endogénéisation de la contrainte sur le niveau de réserve cinétique dans le modèle TIMES.

L'étude de l'indicateur de synchronisme montre des résultats cohérents avec ceux obtenus avec le modèle TIMES-FR-ELC (comparaison entre les Figure 4-119 et Figure 4-141) :

- dans toutes les périodes de tous les scénarios, l'indicateur reste supérieur à l'unité témoignant de la stabilité du système électrique ;
- les valeurs obtenues pour l'indicateur de synchronisme sont similaires pour l'année de référence (avec toutefois une valeur maximale de l'indicateur de synchronisme plus élevée avec la version discrétisée du modèle) ;
- la valeur moyenne de l'indicateur, mais également l'amplitude de ses variations annuelles, diminuent dans le scénario BAU et augmentent d'autant plus que la part du renouvelable dans la production d'électricité est élevée.

Nous retrouvons donc l'idée générale, développée dans la partie 4-C.3., que la concentration des moyens de production (et qui est typique du développement du parc nucléaire observé dans le scénario BAU) tend à augmenter les flux d'électricité sur le réseau national et donc à réduire l'indicateur de synchronisme. Ce constat traduit le fait qu'une production (et une consommation) plus importante nécessite de renforcer le réseau électrique pour conserver les mêmes marges de sécurité quant à l'opération du système électrique. A l'inverse, une production plus proche des lieux de consommation (ce qui est le cas dans les scénarios de pénétration du renouvelable étudiés, sous les hypothèses de déploiement des moyens de production renouvelables considérées), conduit à une diminution des besoins d'échange sur le réseau électrique et donc à une augmentation de l'indicateur de synchronisme. De plus, les hypothèses d'élasticité de la demande considérées dans ce travail conduisent à une réduction de la demande à mesure que la part du renouvelable dans la production augmente. Cette réduction de la demande, et de la production qui doit répondre à cette demande, participe également à diminuer les flux d'électricité sur le réseau

Quelques différences témoignent toutefois des spécificités des deux modèles utilisés :

- Les valeurs maximales de l'indicateur de synchronisme sont plus élevées pour la plupart des périodes et des scénarios lorsque la version discrétisée du modèle est utilisée, du fait notamment du relâchement de la contrainte de flexibilité sur le nucléaire qui est désormais supposée pouvoir varier d'une plage horaire à l'autre contrairement au modèle TIMES-FR-ELC non discrétisé (Tableau 3-3, chapitre3). Ainsi, dans la version discrétisée du modèle, la production nucléaire peut s'ajuster plus rapidement aux variations de la demande. Lorsque la demande est faible, typiquement la nuit en été durant les weekends, la production nucléaire est alors plus faible ce

---

toutes les deux des périodes d'une durée de 5 ans. Au total 14,9 GW de capacité nucléaire sont construits durant chacune de ces périodes, soit environ 3 GW par an (2 à 3 centrales par an).

qui réduit les besoins de transfert d'électricité sur le réseau et augmente d'autant l'indicateur de synchronisme.

- A l'inverse, les valeurs maximales de l'indicateur de synchronisme sont plus faibles en 2040 dans les scénarios avec un objectif de pénétration du renouvelable car, comme nous l'avons remarqué plus haut, il y a plus de nucléaire après 2030 dans ces scénarios lorsque la version discrétisée du modèle est utilisée. Le nucléaire produit par exemple 277 TWh en 2040 dans le scénario 80% renouvelable dans ce modèle, contre 207 TWh pour le même scénario et à la même période avec le modèle TIMES-FR-ELC non discrétisé ;
- l'indicateur de synchronisme est plus élevé dans la version discrétisée du modèle pour la période 2050 du scénario 80% renouvelable du fait de la forte production biomasse, qui est un moyen de production bien réparti entre les différentes régions conduisant ainsi à des flux moindres sur le réseau (Figure 4-135 à comparer à la Figure 4-111)<sup>λ</sup>.

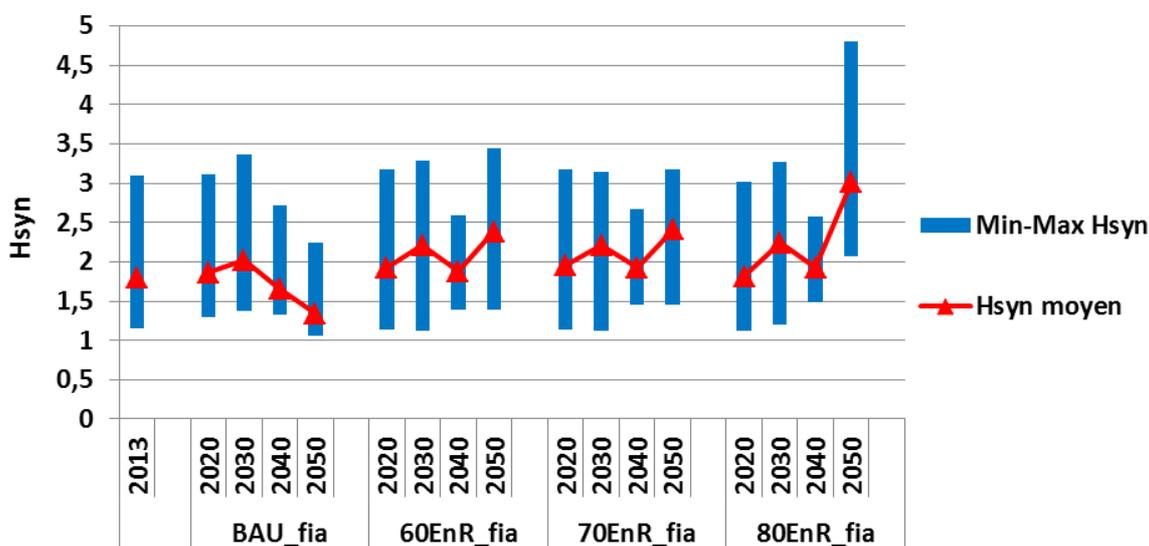


Figure 4-141 : Evolution des valeurs minimale, maximale et moyenne de l'indicateur de synchronisme entre 2013 et 2050 dans différents scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français, lorsque l'indicateur cinétique est contraint ( $H_{cin} > 30$  secondes).

Enfin, il nous semble important d'explicitier l'intérêt de combiner le calcul de l'indicateur de synchronisme à la version discrétisée du modèle TIMES-FR-ELC. Cette dernière a été développée dans le but de construire des scénarios cohérents avec une opération robuste du système électrique français, en garantissant un niveau suffisant de réserves cinétiques. Ces réserves sont en effet cruciales pour permettre aux opérateurs de faire face aux aléas, aléas dont la fréquence pourrait être accrue par la pénétration du renouvelable variable dans la production d'électricité. Toutefois, ces réserves ne peuvent être mutualisées à l'échelle d'un système électrique qu'à la condition que les machines synchrones qui injectent leur production fonctionnent effectivement au synchronisme, c'est-à-dire que leur vitesse de rotation suive la fréquence. En conditions normales de fonctionnement, c'est le cas par construction. Mais un déséquilibre trop important peut provoquer le décrochage d'une (ou plusieurs) machine synchrone amplifiant alors le déséquilibre initial : le synchronisme est perdu, du moins sur une partie du système électrique, et le reste du système électrique se trouve amputé d'une partie des réserves cinétiques. Le calcul de l'indicateur de

<sup>λ</sup> Nous rappelons toutefois que cette production est fictive et ne correspond pas à l'utilisation de ressources biomasse existantes.

synchronisme effectué en post-traitement du modèle TIMES permet ainsi de valider (ou d'invalidier) que le calcul endogène de l'indicateur cinétique a du sens : c'est ici le cas puisque l'indicateur de synchronisme est supérieur à l'unité en toutes circonstances.

## Conclusion du chapitre 4

Dans ce chapitre nous avons validé l'intérêt de l'approche proposée pour aborder les dynamiques de court terme du système électrique dans des études de prospective portant sur leur évolution à long terme en explorant différents scénarios d'évolution du système électrique français. Nous avons pour cela utilisé deux modèles de prospective de la famille TIMES, le modèle TIMES-FR-ELC et sa version discrétisée, TIMES-FR-ELC-DIS, ainsi que plusieurs outils permettant de calculer les indicateurs cinétique et magnétique proposés dans de précédentes thèses (chapitre 3, partie 3-A.), et l'indicateur de synchronisme développé dans le cadre de cette thèse (chapitre 3, partie 3-B.).

Plusieurs points ressortent de cette analyse :

1. Si l'on ne se préoccupe pas de la question de la fiabilité de la fourniture et de la stabilité du système électrique :
  - Sous les hypothèses de potentiels et de coûts considérées dans cette étude (partie 4-A.), les objectifs de pénétration du renouvelable sont avant tout satisfaits par de l'éolien, puis par du photovoltaïque à partir de 80% de renouvelable dans la production, et enfin par des énergies marines lorsque ce taux dépasse 90% (Figure 4-94 et Figure 4-95).
  - La pénétration du renouvelable requiert un rythme soutenu d'installation de nouvelles capacités de production, environ 8 GW par an pendant près de quarante ans dans le scénario 100% renouvelable, allant jusqu'à doubler la capacité du parc de production par rapport à la situation actuelle ou par rapport au scénario BAU (Figure 4-97 et Figure 4-98). Cela est dû au plus faible facteur de charge des moyens de production éolien et photovoltaïque, mais également à la nécessité de disposer de moyens de production thermiques plus contrôlables pour répondre à la demande durant les périodes de faible disponibilité des ressources éoliennes et solaires.
  - De la dernière remarque découle également qu'une baisse du facteur de charge des moyens thermiques est observée avec la pénétration du renouvelable (Figure 4-99). Cela pose la question de la rémunération de ces actifs de production. Dans une moindre mesure, l'éolien pourrait également voir son facteur de charge annuel diminuer pour des taux importants de renouvelable dans la production électrique. En effet, toute la production électrique ne pourrait alors être écoulee pour répondre à la consommation nationale, ni pour être valorisée à l'étranger via les interconnexions, nécessitant d'écarter environ 1% de la production éolienne (Figure 4-100).
  - Outre la flexibilité sur les moyens de production (installation de moyens thermiques opérés un faible nombre d'heures et écrêtage de la production éolienne), la pénétration du renouvelable repose dans notre étude sur la flexibilité des interconnexions. A partir de 80% de renouvelable dans la production électrique, les importations deviennent plus élevées que les exportations (Figure 4-95). De plus, les interconnexions sont ici supposées pouvoir être utilisées au gré des besoins du système électrique français, conduisant à des importations importantes durant l'hiver, et à des exportations l'été, lors des pics de production photovoltaïque (Figure 4-105 et Figure 4-111). Différentes variantes du scénario 100% renouvelable dans lesquelles la disponibilité des interconnexions a été réduite ont confirmé l'importance de l'hypothèse de leur flexibilité pour l'atteinte d'un tel objectif (voir l'analyse des variantes « vInt » dans l'annexe A-4.2.).
  - La construction de nouvelles capacités de production et l'inversion du solde des échanges d'électricité a un coût, qui dépasse largement les gains effectués sur les combustibles fossiles dans les scénarios de pénétration du renouvelable, notamment parce que ces coûts de

combustible sont faibles dans le système électrique français fortement nucléarisé (Figure 4-106). Finalement, le surcoût de la pénétration du renouvelable par rapport au scénario BAU va de 13% à 35% selon les scénarios, et croît avec la pénétration du renouvelable (Figure 4-107).

- La flexibilité de la demande est également une hypothèse importante de nos scénarios. Tout d’abord, le coût de la pénétration du renouvelable induit une augmentation des coûts de production de l’électricité responsable d’une baisse de la demande, celle-ci étant considérée élastique dans notre étude (Figure 4-96). Cette baisse de la consommation est également une hypothèse cruciale pour l’atteinte d’une production entièrement renouvelable (voir l’analyse de la variante « vDem.1 » dans l’annexe A-4.2.). Par ailleurs, nous avons supposé qu’il était possible de déplacer une partie de la demande à l’échelle de la journée, grâce à l’installation d’équipements modulables (chapitre 3, partie Erreur : source de la référence non trouvée). Cette optimisation journalière de l’équilibre production – consommation conduit, dans les scénarios avec une forte proportion de renouvelable, à effacer de la consommation la nuit et à la reporter en journée, là où la production photovoltaïque est la plus forte, à l’opposé de la stratégie retenue aujourd’hui (Figure 4-105). Les hypothèses prises sur les possibilités de modulation de la demande doivent toutefois être interprétées avec prudence au vu du faible retour d’expérience sur la capacité des opérateurs de réseau et des fournisseurs à activer des niveaux aussi élevés d’effacement que ceux modélisés dans cette étude (partie 4-A.2.).
  - Le stockage semble jouer un rôle plus modeste dans l’équilibrage production – consommation, même en présence de niveaux élevés de renouvelable. Ce rôle peut devenir plus important en l’absence d’autres flexibilités, par exemple lorsque la demande ne peut être décalée (voir l’analyse de la variante « vDem.2 » dans l’annexe A-4.2.).
  - Les variantes du scénario 100% renouvelable montrent que le ratio atteint dans le scénario de référence entre les capacités installées des différents moyens de production renouvelable n’est pas optimal. Ce ratio traduit seulement les contraintes de potentiel retenues pour la France dans cette étude. Si ce potentiel est augmenté, alors le modèle tend à privilégier la biomasse et l’éolien plutôt que le photovoltaïque ou les énergies marines (voir l’analyse des variantes « vEnR.1 » et « vEnR.3 » dans l’annexe A-4.2.).
  - Malgré la forte installation de capacités fossiles dans les différents scénarios de pénétration du renouvelable et la limite introduite sur les émissions de CO<sub>2</sub> (Tableau 4-15), peu de centrales avec capture du carbone sont installées (Figure 4-98). Cette technologie est seulement privilégiée lorsque la part du fossile est plus élevée, par exemple dans la variante sans prolongation du nucléaire existant, ou lorsque des contraintes plus drastiques sont imposées sur les émissions de CO<sub>2</sub> (voir l’analyse des variantes « vProd.2 » et « vProd.3 » dans l’annexe A-4.2.).
2. Dans l’étude complète incluant l’évaluation des indicateurs cinétique, magnétique et de synchronisme :
- L’aptitude du système électrique français à faire face à des déséquilibres entre la production et la consommation d’électricité est compromise par des niveaux élevés de pénétration du renouvelable (Figure 4-108 et Figure 4-109). Les périodes de forte production photovoltaïque sont particulièrement préoccupantes de ce point de vue (Figure 4-110).
  - Il est toutefois possible de remédier à la dégradation des réserves cinétique et magnétique, en limitant la part du renouvelable variable dans le mix de production électrique (Figure 4-114).

Cette solution nécessite toutefois un fort développement de centrales biomasse pour la production d'électricité, réduisant d'autant cette ressource limitée pour les autres secteurs (chaleur, transport). Par ailleurs, même en utilisant toute la ressource biomasse dans ces centrales, il faut encore augmenter les importations pour pouvoir répondre à la demande en limitant le recours aux énergies renouvelables variables (Figure 4-115).

- Une solution qui donne de meilleurs résultats vis-à-vis du niveau de réserve cinétique serait d'obliger les producteurs éoliens à participer à cette réserve, ce qui serait possible avec certaines technologies d'éoliennes et des contrôles commande adaptés (Figure 4-113). Toutefois, il est aujourd'hui difficile d'évaluer précisément la pertinence de cette solution car il manque un retour d'expérience d'intégration de telles éoliennes dans des systèmes électriques réels à grande échelle.
- L'évaluation de l'évolution de la stabilité du système électrique français dans différents scénarios, c'est-à-dire de sa capacité à revenir à un fonctionnement synchrone suite à un aléa, semble être plus favorable à la pénétration du renouvelable (Figure 4-119). Pour être plus précis, l'indicateur de synchronisme, qui quantifie cette stabilité, augmente avec le degré de décentralisation du parc de production à réseau électrique constant. Or, la pénétration du renouvelable pourrait rendre le système électrique moins centralisé qu'il ne l'est actuellement, du moins est-ce l'hypothèse avec laquelle nous avons travaillé.
- Nous observons dans cette étude une évolution opposée des indicateurs cinétique et magnétique d'un côté, et de l'indicateur de synchronisme de l'autre. Cela signifie que dans certaines configurations du système électrique, il peut y avoir un arbitrage à réaliser entre ces deux groupes d'indicateurs, qui traduisent pourtant tous deux un aspect de la fiabilité des systèmes électriques. Finalement, ces résultats prônent pour une réflexion conjointe quant aux déploiements du parc de production et du réseau électrique.
- La version discrétisée du modèle TIMES-FR-ELC, développée dans le cadre de cette thèse, permet de proposer des évolutions du système électrique français qui sont compatibles avec la nécessité de devoir maintenir l'équilibre production – consommation durant les premières secondes qui suivent un aléa. Grâce à ce nouveau modèle nous avons montré qu'il semblait difficile de dépasser 75% de la production d'électricité à partir de renouvelable. Cela conduirait pour la France à 50% de la production d'électricité à partir de renouvelable variable, dont la majeure partie à partir d'éolien. Au-delà de ce seuil, il est nécessaire de disposer d'autres moyens de production renouvelables capables de contribuer à la réserve cinétique, tels que des centrales thermiques utilisant la biomasse comme combustible. Mais une plus grande utilisation de la biomasse pour la production d'électricité se heurte à la limitation de cette ressource sur le territoire nationale. Dépasser la limite fixée dans cette étude nécessiterait ou bien d'importer de la biomasse depuis l'étranger, ou bien de diminuer la part de la biomasse dans la production de chaleur ou pour les transports.
- Le nucléaire est privilégié par le modèle par rapport au fossile pour assurer une production d'électricité maintenant le niveau de réserves cinétiques. Cette préférence a alors plusieurs conséquences sur le reste du parc de production : pénétration réduite du photovoltaïque de manière à réduire les variations de la demande résiduelle, risque d'investissements non rentables dans de nouvelles centrales nucléaires notamment lorsque les objectifs de pénétration du renouvelable sont élevés, modification des variations de l'indicateur de synchronisme.

Enfin, en ce qui concerne les pistes d'amélioration de la méthodologie utilisée, notons que pour calculer l'indicateur de synchronisme, nous devons effectuer des hypothèses supplémentaires, par

rapport à celles du modèle TIMES-FR-ELC. Ces hypothèses concernent la répartition des moyens de production, de la consommation, des importations et des exportations entre les différentes régions françaises. L'indicateur de synchronisme est bien sûr sensible à ces hypothèses qui constituent une nouvelle dimension d'analyse de la pénétration du renouvelable. Nous avons par exemple considéré trois scénarios pour la répartition des importations et des exportations, traduisant des évolutions contrastées des mix de production des pays voisins. Ces évolutions ont une incidence assez modérée sur l'indicateur de synchronisme (annexe A-4.3.). D'autres choix de répartition, qui restent à construire et à tester, pourraient avoir une influence plus conséquente.



*« Quand on ne sait pas où on va il faut y aller... et le plus vite possible ! »*

(Proverbe Shadoks)

## Conclusion générale

Ce travail avait pour principal objectif de proposer une méthodologie permettant d'intégrer les échelles temporelles et spatiales propres au fonctionnement des systèmes électriques dans une approche prospective. Cette méthodologie permet d'évaluer comment différentes évolutions du mix de production, de la consommation et du réseau électrique peuvent affecter la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme suite à un aléa. Combinée à un modèle de planification long terme des investissements de la famille MARKAL/TIMES décrivant le système électrique français et à des indicateurs quantifiant les réserves cinétique et magnétique de ce système, elle nous a permis d'évaluer certains enjeux techniques et économiques propres à la pénétration du renouvelable dans la production d'électricité. Dans cette conclusion générale nous établissons un bilan du travail réalisé et des résultats obtenus, puis nous discutons des limites de l'approche utilisée et proposons des pistes de recherche dans la continuité de nos travaux.

### Bilan du travail réalisé et des résultats obtenus

Nous avons montré dans un premier temps que la disparité des échelles de temps et d'espace associées à la description de l'évolution du système électrique rend particulièrement complexe l'étude de l'évolution à long terme des systèmes électriques. Il n'est par exemple pas envisageable de résoudre les problèmes de unit-commitment, d'écoulement de puissance optimale ou de stabilité sur les horizons de long terme explorés par la prospective.

Dans ce contexte, notre travail a consisté à capter certains phénomènes pertinents pour décrire l'évolution des systèmes étudiés, en agrégeant les paramètres les moins pertinents pour notre étude, de manière à conserver des temps de calcul raisonnables. Nous avons ainsi construit un indicateur de la stabilité d'un système électrique, c'est-à-dire de sa capacité à revenir spontanément au synchronisme suite à un aléa. Le calcul de cet indicateur repose sur la comparaison de deux grandeurs : l'une représente la solidité du réseau électrique, c'est-à-dire le nombre et la taille des lignes ainsi que la connectivité du réseau, l'autre traduit les échanges d'électricité sur ce réseau, calculés à partir des injections et soutirages à chaque nœud du réseau. Pour conserver un niveau de détail compatible avec la démarche prospective, nous nous intéressons uniquement aux lignes de grand transport, et agrégeons les lignes et les nœuds à une échelle régionale. En effet, c'est le réseau de grand transport qui permet la répartition des flux d'électricité à l'échelle nationale et ainsi la réalisation du couplage entre les moyens de production. Cet indicateur vient compléter deux autres indicateurs développés lors de précédents travaux, et qui quantifient les stocks d'énergie cinétique et magnétique emmagasinés dans un système électrique (Drouineau 2011). Lorsque l'indicateur de synchronisme est supérieur à l'unité, c'est-à-dire lorsque le synchronisme est assuré même en cas de déséquilibre, le couplage électromagnétique qu'apporte le réseau électrique permet de sommer les énergies cinétiques apportées par chaque machine synchrone connectée à ce réseau. Cette sommation est à l'origine de la représentation du système électrique sous la forme d'un circuit à une maille qui permet le calcul de l'indicateur cinétique. Il est donc pertinent de croiser le calcul de ces deux indicateurs.

Outre la construction des indicateurs, une partie importante de notre travail a consisté à enrichir le modèle TIMES-FR-ELC décrivant le système électrique français (Assoumou 2006) en l'actualisant, et en l'adaptant pour pouvoir étudier des scénarios de pénétration du renouvelable. Nous avons alors

développé une suite d'outils pour calculer les différents indicateurs en post-traitement du modèle TIMES-FR-ELC, ainsi qu'un nouveau modèle (TIMES-FR-ELC-DIS) qui endogénéise l'indicateur cinétique<sup>λ</sup>. Notons que le calcul de l'indicateur de synchronisme a d'abord été testé sur le système électrique de l'île de la Réunion, en utilisant un modèle TIMES, développé par ailleurs, qui endogénéisait également l'indicateur cinétique (Bouckaert 2013).

A l'aide du modèle TIMES-FR-ELC et des outils de calcul post-traitement des indicateurs, nous avons mené une étude des conséquences techniques et économiques de la pénétration du renouvelable dans la production d'électricité française. Tout d'abord en comparant différents niveaux de pénétration du renouvelable, de 0% à 100%, puis en analysant plusieurs variantes de notre scénario 100% renouvelable de référence. Ces variantes nous ont permis de tester la sensibilité des résultats à un certain nombre d'hypothèses, et ainsi d'apprécier les conditions de faisabilité d'un mix électrique 100% renouvelable en France. Enfin, plusieurs scénarios de pénétration du renouvelable avec une contrainte sur l'indicateur cinétique ont également été analysés à l'aide du modèle discret. De cette étude il ressort que l'atteinte de niveaux élevés de pénétration du renouvelable, typiquement au-delà de 80% de la production totale d'électricité, devrait nécessiter de lever des verrous techniques, économiques, réglementaires et organisationnels :

- Un premier verrou structurel est la possible insuffisance de ressources renouvelables disponibles pour la production électrique sur le territoire français. Ce problème éventuel de pénurie de ressources est toutefois conditionné par un grand nombre d'hypothèses : il dépend bien sûr du niveau final souhaité de renouvelable dans la production d'électricité, du potentiel théorique de chacune des ressources renouvelables<sup>λ</sup>, de l'utilisation de ces ressources pour d'autres secteurs énergétiques (notamment chaleur et transport dans le cas de la biomasse), de l'évolution de la consommation d'électricité, et des possibilités d'échanges d'électricité au sein du réseau électrique européen. Ainsi, dans nos scénarios de référence, lorsque la question de la fiabilité de la fourniture d'électricité n'est pas traitée, il est possible d'atteindre 100% renouvelable, ce qui n'est pas le cas de certaines variantes avec d'autres jeux d'hypothèses, notamment en cas de réduction du potentiel éolien et solaire, de restrictions sur l'utilisation des interconnexions, ou de légère augmentation de la demande. Au contraire, si les contraintes sur l'utilisation de la biomasse pour produire de l'électricité sont relâchées, ou si la demande est fortement réduite, l'équilibre production – consommation peut être réalisé en faisant appel à des moyens de production moins coûteux.
- Le deuxième verrou est technique et concerne la dégradation des propriétés inertielles du système électrique. L'analyse post-traitement des indicateurs cinétique et magnétique montre en effet que la pénétration du renouvelable dégrade fortement les réserves associées, compromettant la capacité du système à faire face à des aléas. Ces aléas risquent pourtant de devenir plus fréquent à mesure que croît la part de renouvelable variable. Le modèle discret confirme que, sous les hypothèses considérées, il n'est pas possible de dépasser 75% de renouvelable en maintenant les réserves cinétiques de manière à ce qu'elles ne soient jamais inférieures à leur niveau actuel le plus bas. La participation du renouvelable variable, notamment de l'éolien, à ces réserves pourrait sensiblement les améliorer, toutefois cela suppose une

---

≡ Je tiens ici à saluer le travail de Xiang Li qui fut crucial pour la réalisation de ce nouveau modèle (Li 2016).

≡ Les hypothèses utilisées dans notre travail proviennent d'une étude de l'ADEME (ADEME 2013) et ne sauraient être considérées comme un seuil absolu. Elles pourraient s'avérer ou bien trop ambitieuses ou au contraire trop restrictives. Nous avons d'ailleurs proposé des hypothèses alternatives dans les variantes vEnR.1 et vEnR.2 du scénario 100% renouvelable de référence (Tableau A-41 en annexe).

électronique de puissance et des contrôles commande adaptés. La généralisation de cette technologie nécessiterait une évaluation préalable de son utilisation en conditions réelles de fonctionnement.

- Le troisième verrou est économique et lié à la forte baisse des facteurs de charge de certains moyens de production thermiques, par ailleurs essentiels pour l'équilibre production-consommation. Alors que la rentabilité des centrales fonctionnant en semi-base et en pointe est aujourd'hui questionnée (RTE 2016a), les scénarios étudiés montrent qu'elle risque de pâtir de la pénétration du renouvelable. Rappelons que le modèle de planification des investissements que nous utilisons dans ce travail cherche à minimiser le coût total du système électrique, sans se soucier de la rémunération des différents acteurs ou de l'attractivité financière de technologies particulières. Bien entendu, les investissements calculés par le modèle pourraient ne pas être réalisés s'ils ne sont pas rentables, que cette rentabilité soit réalisée en vendant sur un marché, ou grâce à l'aide de subventions. La définition du cadre économique et réglementaire approprié pour permettre les investissements adéquats, au mieux pour minimiser le coût du système électrique, au moins pour garantir un niveau requis de continuité et de qualité de l'alimentation, sort toutefois du champ de notre étude.
- Le quatrième verrou est d'ordre industriel : il provient des fortes capacités à installer chaque année pour atteindre des niveaux élevés de renouvelable dans la production d'électricité. Bien que nous ayons limité le rythme d'installation à 5 GW par an entre 2020 et 2030 puis à 10 GW par an entre 2030 et 2050, ce qui correspond à des niveaux atteints par ailleurs<sup>λ</sup>, le maintien d'un tel rythme sur une durée de près de 40 ans constituerait un défi quant à l'organisation de la construction, du démantèlement et de la maintenance des installations, jamais observé pour un pays de la taille de la France. Cette hypothèse nécessiterait donc d'être évaluée à l'aide d'une analyse prospective de la filière industrielle française (besoin d'une main d'œuvre qualifiée, disponibilité des machines et de la matière première nécessaires à la construction des centrales etc.).

Par contre, la pénétration du renouvelable pourrait conduire à une plus grande décentralisation de la production d'électricité qui, en réduisant les échanges d'électricité interrégionaux, limite les congestions et favorise ainsi la stabilité du système électrique. En France, cet enjeu n'est pas crucial aujourd'hui car le réseau de transport est déjà adapté à un système très centralisé. Ainsi, dans notre scénario BAU où la production électrique est en augmentation par rapport à la production actuelle, et repose majoritairement sur du nucléaire, moyen de production centralisé par excellence, l'indicateur de synchronisme reste toujours supérieur à l'unité.

De plus, puisque dans tous les scénarios étudiés le synchronisme est maintenu en cas d'aléa, il est pertinent d'agréger les contributions inertielles de l'ensemble des machines synchrones raccordées au réseau électrique pour calculer un stock global d'énergie cinétique. L'utilisation conjointe de la version discrétisée du modèle et du calcul post-traitement de l'indicateur de synchronisme permet notamment de vérifier la cohérence entre l'hypothèse implicite de synchronisme et le calcul de l'indicateur cinétique. Si le synchronisme est maintenu en cas d'aléa (ce qui est le cas pour toutes les périodes de tous les scénarios étudiés), un scénario d'évolution du système électrique qui préserve un certain niveau de réserve cinétique garantit ainsi que ce système électrique restera opérable sans modifier en profondeur la manière dont il est piloté.

---

<sup>λ</sup> Par exemple, récemment en Allemagne ou en Italie, du fait de l'augmentation rapide de leur capacité renouvelable (compilation personnelle de données fournies par l'EIA).

## Limites de l'approche et perspectives de recherche

L'interprétation de résultats de prospective doit toujours être réalisée avec précaution. Ils reposent en effet sur un grand nombre d'hypothèses et de simplifications visant à pouvoir abstraire la réalité à travers une représentation qui se prête à la modélisation. Nous discutons ici des limites de l'approche utilisée et proposons quelques pistes qui pourraient permettre de valider ou invalider nos conclusions.

L'une des hypothèses les plus fortes du modèle TIMES-FR-ELC est la parfaite flexibilité des interconnexions. Cela conduit à des exportations particulièrement élevées dans les scénarios BAU et 40% renouvelable, et à des importations conséquentes au-delà de 80% de production d'électricité issue de sources renouvelables d'énergie. Il serait intéressant de confronter nos résultats en termes d'importations et d'exportations avec des résultats de modélisation prospective pour les pays voisins. Nous pourrions alors proposer des scénarios d'évolution des importations et exportations plus précis, par exemple en désagrégeant les interconnexions en fonction des pays avec lesquels elles permettent d'échanger de l'électricité. Cette approche, que nous avons déjà initiée (partie A-4.3. en annexe), qui mériterait un traitement plus approfondi. Pour aller plus loin, il serait nécessaire d'utiliser un modèle représentant l'ensemble du système électrique européen, ou au moins de l'Europe de l'ouest, tel que celui développé dans la thèse d'Edi Assoumou. Cela permettrait de mieux appréhender quelles pourraient être les évolutions du mix électrique français à la fois en fonction d'objectifs nationaux mais également en tenant compte des objectifs des pays voisins, voire d'objectifs fixés à l'échelle européenne.

Le calcul de l'indicateur de synchronisme repose sur des hypothèses de répartition des moyens de production, de la consommation, des importations et des exportations par région. Dans un premier temps, nous avons testé une hypothèse de conservation de la répartition actuelle. Afin d'explorer des évolutions contrastées de la répartition régionale du parc de production, il faudrait construire différentes hypothèses sur les potentiels renouvelables, non plus à l'échelle nationale mais à l'échelle des régions, par exemple en s'inspirant des schémas S3REnR, et tester différentes politiques de pénétration du renouvelable à cette échelle. L'utilisation d'un modèle TIMES représentant chacune des 12 régions françaises permettrait de discuter de la répartition optimale du parc de production. Cela éviterait également de devoir prendre des hypothèses *en dehors* du modèle TIMES et consoliderait le calcul de l'indicateur de synchronisme. De plus, il serait alors possible de représenter explicitement les infrastructures du réseau de transport entre les régions. Il ne semble toutefois pas envisageable d'endogénéiser l'indicateur de synchronisme sans modifier le formalisme linéaire du problème d'optimisation sous-jacent au modèle TIMES, contrairement à ce qui a été fait pour l'indicateur cinétique, car son calcul repose sur des opérations mathématiques non-linéaires.

Outre les hypothèses concernant la répartition des moyens de production, le calcul de l'indicateur de synchronisme repose sur l'agrégation des lignes électriques à l'échelle régionale. Un tel calcul, s'il permet un traitement compatible avec la démarche prospective, présente deux inconvénients. Tout d'abord, les lignes ainsi agrégées ne correspondent pas à des lignes réelles, il est alors plus complexe d'interpréter le sens physique des calculs effectués. Une méthode plus élaborée pour travailler avec un réseau électrique agrégé serait de nous appuyer sur la réduction de Kron qui permet de diminuer la taille du problème tout en conservant un certain nombre de propriétés du réseau électrique réel (Kron 1939; F. Dörfler et Bullo 2013). Deuxièmement, l'agrégation effectuée revient à considérer

qu'il n'y a pas de congestion au sein des régions. Pour lever cette hypothèse il est nécessaire de travailler à une échelle géographique plus petite, par exemple à l'échelle du réseau électrique réel en considérant chaque nœud et chaque ligne. Outre des considérations sur les temps de calcul, la difficulté de travailler avec le réseau réel est qu'il n'existe pas de base de données publique donnant les productions et consommations associées à chaque nœud. De plus, même si nous disposions d'une telle base de données, il faudrait également effectuer des hypothèses sur l'évolution de la répartition des moyens de production et de la consommation sur chacun de ces nœuds.

Au vu du nombre important d'hypothèses utilisées dans le modèle TIMES-FR-ELC et pour le calcul des différents indicateurs, il serait intéressant de conduire une étude de sensibilité plus systématique que celle réalisée en annexe (partie A-4.2.). Certes, les données utilisées proviennent toutes d'une revue bibliographique. Elles sont néanmoins sujettes à des incertitudes difficiles à quantifier, notamment parce que l'évolution sur le long terme des paramètres technico-économiques des technologies représentées dans le modèle est peu connue. Une étude de sensibilité permettrait ainsi de déterminer les paramètres les plus impactant et de rendre plus robuste les analyses effectuées.

Par ailleurs, notre étude ne saurait être considérée à elle seule comme une preuve de la faisabilité ou non d'une pénétration conséquente du renouvelable dans la production électrique. L'approche par indicateurs développée constitue une avancée pour explorer les dynamiques de court terme dans la modélisation prospective, à notre connaissance impossible à réaliser avec les approches existantes par ailleurs. Elle ne remplace toutefois pas les études conduites par les gestionnaires de réseau sur des horizons de plus court terme. RTE, par exemple, réalise une évaluation de l'équilibre production – consommation au pas horaire pour un grand nombre de scénarios de demande et de production (1 000 tirages Monte-Carlo sont ainsi effectués (RTE 2016a)) et en déduit des probabilités de défaillance, ce que nous ne sommes pas en mesure de faire avec notre modèle. L'analyse prospective que nous conduisons doit donc être vue comme une première évaluation de scénarios contrastés d'évolution du système électrique. Il est ainsi possible de trier ces scénarios, selon qu'ils sont a priori pertinents du point de vue de la sécurité des systèmes électriques ou non, puis de mener des évaluations plus fines des scénarios ayant passé ce premier filtre. Il nous semble aujourd'hui illusoire de vouloir intégrer au sein d'un même modèle l'ensemble des fonctionnalités qui permettraient de proposer directement un scénario vérifiant tous les critères garantissant un respect des exigences de sécurité.

Un sujet également non abordé dans notre étude est l'évolution du réseau de distribution. Ces réseaux ont été dimensionnés pour pouvoir accueillir une certaine puissance et pour des flux d'électricité monodirectionnels, du réseau de transport vers les centres de consommation. Le raccordement de moyens de production décentralisés peut alors conduire à des surtensions au niveau des postes de transformation (chapitre 1, partie 1-B.2.). Déjà aujourd'hui, l'intégration de nouveaux moyens de production renouvelable peut parfois nécessiter la création de postes source et de départs HTA dédiés (Blanquet 2013). Des niveaux plus élevés de pénétration du renouvelable pourraient nécessiter un renforcement conséquent du réseau de distribution induisant des coûts supplémentaires, non évalués dans ce travail (Hirth 2015; IEA-ETSAP et IRENA 2015; Minaud, Gaudin, et Karsenti 2013).

Enfin, un aspect prometteur pour consolider les aspects théoriques liés à la construction des indicateurs serait d'établir une analogie entre la perte du synchronisme sur le système électrique et

l'étude des changements de phase en physique, notamment la transition de Berezinky-Kosterlitz-Thouless (Berezinskiĭ 1971; Berezinskiĭ 1972; Kosterlitz et Thouless 1973). Cette analogie a été initiée dans un stage co-encadré par le CMA et Schneider Electric (Li 2016).



*« Quand il n'y en a plus, y'en a encore. »*

(Célèbre dicton remontant à longtemps avant le début de cette thèse)

## Annexes

### A-1. Annexe du chapitre 1

#### A-1.1. Niveaux de tension utilisés pour le transport du courant en Europe

Sur le réseau interconnecté européen, les niveaux de tension sont définis par la norme UTE C18-510<sup>λ</sup> (Dupriez 2009). En Haute Tension (HT), 2 niveaux sont définis : HTB pour les tensions supérieures à 50 kV et HTA pour les tensions comprises entre 1 kV et 50 kV, anciennement appelée moyenne tension (MT). La Basse Tension (BT) correspond, elle, aux tensions inférieures à 1 kV<sup>λ</sup>. Le niveau HTB correspond à l'activité de transport et les niveaux HTA et BT à l'activité de distribution. Les niveaux de tension rencontrés sur le réseau électrique français et les puissances maximales de raccordement correspondantes sont récapitulés dans le Tableau A-16.

**Tableau A-16 : Niveaux de tension utilisés en France et puissances limites de raccordement correspondantes<sup>λ</sup>**

Niveau de tension	Nomenclature	Puissance de raccordement maximale
<b>400 kV</b>	HTB3	> 250 MW
<b>225 kV / 150 kV</b>	HTB2	250 MW
<b>150 kV / 93 kV</b>	HTB1	50 MW
<b>20 kV</b>	HTA	12 MW
<b>400 V</b>	BT triphasé	250 kVA
<b>230 V</b>	BT monophasé	18 kVA

#### A-1.2. Mécanismes incitatifs en faveur du renouvelable

**Tableau A-17 : Tarifs d'obligation d'achat en vigueur en France pour les différentes filières renouvelables de production d'électricité (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer 2016a).**

Filière	Durée du contrat	Tarif d'obligation d'achat	Primes
Hydraulique	20 ans	<b>6,07 c€/kWh</b>	<b>0,5 à 2,5 c€/kWh</b> pour les petites installations + <b>0 à 1,68 c€/kWh</b> en hiver selon la régularité de la production
Energies marines	20 ans	<b>15 c€/kWh</b>	
Géothermie	15 ans	- Métropole : <b>20 c€/kWh</b> - DOM : <b>13 c€/kWh</b>	Primes à l'efficacité énergétique :

<sup>λ</sup> Norme relative à la sécurité des interventions sur le réseau électrique.

<sup>λ</sup> La Très Basse Tension (TBT) est également définie pour les tensions inférieures à 50 V pour le courant alternatif et 120 V pour le courant continu, mais ne sera pas utilisée dans ce manuscrit qui traite essentiellement des aspects liés à la production et au transport de l'électricité, qui ne s'opèrent pas à ce niveau.

<sup>λ</sup> Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique 2008; Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique 2008.

			- Métropole : <b>0 à 8 c€/kWh</b> - DOM : <b>0 à 3 c€/kWh</b>
Eolien terrestre	15 ans	<b>8,2 c€/kWh</b> pendant 10 ans, puis entre <b>2,8 et 8,2 c€/kWh</b> pendant 5 ans selon les sites	
Eolien en mer	15 ans	<b>13 c€/kWh</b> pendant 10 ans, puis entre <b>3 et 13 c€/kWh</b> pendant 10 ans selon les sites	
Eolien avec dispositif de lissage et prévision de la production dans les zones particulièrement exposées au risque cyclonique	15 ans	<b>23 c€/kWh</b> pendant 10 ans puis entre <b>5 et 23 c€/kWh</b> selon les sites	
Photovoltaïque : installations intégrées au bâti	20 ans	- Demande de raccordement envoyée avant le 1er juillet 2011 : <b>35,2 à 46 c€/kWh</b> ; selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - Demande de raccordement envoyée entre le 1er juillet et le 30 septembre 2011 : <b>31,85 à 42,55 c€/kWh</b> ; selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation	
Photovoltaïque : installations intégrées simplifiées au bâti	20 ans	- Demande de raccordement envoyée avant le 1er juillet 2011 : <b>30,35 ou 28,85 c€/kWh</b> - Demande de raccordement envoyée entre le 1er juillet et le 30 septembre 2011 : <b>26,09 ou 27,46 c€/kWh</b>	
Photovoltaïque : autres installations	20 ans	- Demande de raccordement envoyée avant le 1er juillet 2011 : <b>12 c€/kWh</b> - Demande de raccordement envoyée entre le 1er juillet et le 30 septembre 2011 : <b>11,688 c€/kWh</b>	
Cogénération	12 ans	<b>6,1 à 9,15 c€/kWh</b> en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance	
Déchets ménagers hors biogaz	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b>	Primes à l'efficacité énergétique : <b>0 à 0,3 c€/kWh</b>
Biomasse végétale et déchets animaux	20 ans	<b>4,34 c€/kWh</b>	Primes à l'efficacité énergétique : <b>7,71 à 12,53 c€/kWh</b> selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique
Biogaz	15 ans	<b>8,121 à 9,745 c€/kWh</b> selon puissance	Primes à l'efficacité énergétique : <b>0 à 4 c€/kWh</b>
Méthanisation	15 ans	<b>11,19 à 13,37 c€/kWh</b> selon puissance auquel s'ajoutent une prime à l'efficacité énergétique ( <b>0 à 4 c€/kWh</b> ) et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage ( <b>0 à 2,6 c€/kWh</b> )	Primes à l'efficacité énergétique : <b>0 à 4 c€/kWh</b> + prime pour le traitement d'effluent d'élevage : <b>0 à 2,6 c€/kWh</b>

Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	15 ans	<b>7,87 à 9,60 c€/kWh</b>
--	--------	---------------------------

## A-2. Annexe du chapitre 2

### A-2.1. Des mécanismes de marché pour faciliter l'équilibre production - consommation

Garantir l'équilibre offre-demande en électricité à chaque instant est une tâche complexe, nécessitant le contrôle d'un grand nombre de paramètres eux-mêmes soumis à des aléas. Afin de faciliter le travail des gestionnaires de réseau, qui portent la responsabilité de garantir l'équilibre offre-demande en assurant un niveau contractuel de qualité de la fourniture d'électricité<sup>λ</sup>, des mécanismes de marché ont été mis en place. Nous présentons ici quatre de ces mécanismes (RTE 2014d) :

- le dispositif de responsable d'équilibre,
- le mécanisme de Notification d'Echange de Blocs d'Effacement (NEBEF),
- l'accès aux interconnexions,
- et le marché de capacité.

#### A-2.1.a. Le dispositif de responsable d'équilibre

Le rôle des responsables d'équilibre, engagés contractuellement auprès des gestionnaires de réseau de transport et de distribution<sup>λ</sup>, est d'équilibrer un périmètre électrique prédéfini, en ajustant les injections et soutirages sur le réseau. Lorsque les injections sont supérieures aux soutirages ils reçoivent une compensation financière, dans le cas contraire ils doivent payer des pénalités. Ce dispositif constitue donc une incitation pour équilibrer les productions et les consommations correspondant à un certain portefeuille de clients, contribuant ainsi à l'équilibrage global du système électrique (Commission de Régulation de l'Énergie 2016e).

#### A-2.1.b. Le mécanisme NEBEF pour la valorisation des effacements

Les effacements d'électricité permettent de réduire la consommation durant les heures les plus tendues, typiquement en heures de pointe, et ainsi d'éviter l'utilisation de centrales de pointe flexibles mais présentant des coûts marginaux de production plus élevés et généralement plus émettrices de CO<sub>2</sub>. Ils constituent à ce titre un moyen à part entière pour l'optimisation globale du système électrique. La loi du 15 avril 2013 visant à « préparer la transition vers un système énergétique sobre (...) » (*Loi n° 2013-312 2013*), dite *loi Brottes*, a mis en place le cadre législatif permettant la valorisation des effacements directement sur les marchés de l'énergie : des opérateurs d'effacement, reconnus par RTE, peuvent notifier, la veille pour le lendemain ou en intrajournalier, la vente ou l'achat d'un bloc d'électricité d'un responsable d'équilibre à un autre responsable d'équilibre. Les règles actuelles (NEBEF 2.1) tiennent compte des dispositions inscrites dans la loi du 17 août 2015 relative à « la transition énergétique pour la croissance verte » (*Loi n° 2015-992 2015*), et ont été approuvées par la CRE le 11 février 2016 avant d'entrer en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016 (RTE 2016c). Ces règles visent à définir les principes de reconnaissance des opérateurs d'effacement, d'agrégation des sites de soutirage au sein d'un périmètre d'effacement, de déclaration et réalisation effective des effacements par les opérateurs d'effacement, de certification de ces effacements par

---

<sup>λ</sup> Ce niveau de qualité est défini par le Comité Technique de l'Électricité, la CRE et le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) (*Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité 2007*).

<sup>≡</sup> Ces responsables d'équilibre peuvent être des fournisseurs d'électricité, des consommateurs (industriels) ou des groupes de consommateurs ou n'importe quel tiers tels que des banques ou des courtiers. Au 1<sup>er</sup> mai 2016, on comptait 199 responsables d'équilibre en France. Des dispositifs similaires existent également à l'étranger. L'ENTSO-E et l'Agence de Coopération des Régulateurs d'Énergie (ACER) sont en train d'harmoniser la définition du rôle des responsables d'équilibre au niveau de la zone interconnectée européenne (ENTSO-E 2013).

RTE et de rémunération des fournisseurs d'électricité des sites de soutirage effacés par les opérateurs d'effacement.

#### *A-2.1.c. L'accès aux interconnexions*

Les interconnexions électriques entre les pays jouent un rôle tout d'abord sur le plan de la sûreté par le secours mutuel que peuvent s'apporter les systèmes électriques interconnectés. Leur rôle est également économique car elles permettent, d'une part, de limiter le dimensionnement du système électrique ainsi interconnecté par le foisonnement des consommations et des productions renouvelables variables sur un territoire plus étendu, et d'autre part, d'offrir aux consommateurs la possibilité de s'approvisionner en électricité auprès d'un plus grand nombre de producteurs. L'objectif serait ainsi de réduire les prix de marché de l'électricité. Aujourd'hui les capacités d'échange entre les pays sont globalement insuffisantes par rapport aux volumes d'électricité que les acteurs aimeraient échanger, on dit qu'il y a « congestion »<sup>λ</sup>. Pour remédier à cette situation sous-optimale, le règlement (CE) du 26 juin 2003 (Parlement Européen et Conseil 2003b), prévoit des méthodes d'attribution des capacités d'interconnexion non-discriminatoires s'appuyant sur des enchères à plusieurs échéances (long terme, J-1 et intrajournalière) (Commission de Régulation de l'Energie 2016d). Par ailleurs, à plus long terme, des projets d'interconnexions prioritaires sont identifiés par les gestionnaires de réseau de transport européens et peuvent alors bénéficier de procédures administratives simplifiées ainsi que d'aides financières de l'Union Européenne afin d'en accélérer le développement (Parlement Européen et Conseil 2013). Il s'agit alors de planifier au mieux ce développement pour permettre de garantir l'équilibre production-consommation sur le long terme à des coûts optimaux.

#### *A-2.1.d. Le marché de capacité*

Le marché de capacité est un dispositif incitatif ayant pour but de garantir l'existence de capacités suffisantes pour répondre à la demande de pointe. En effet, le marché de l'électricité connaît certaines défaillances qui entraînent des décisions d'investissement ne permettant pas d'assurer le niveau de fiabilité nécessaire au bon fonctionnement du système électrique. Le risque d'insuffisance des investissements dans les capacités de pointe est alors l'une des conséquences les plus critiques de ces défaillances pour la sûreté du système électrique (Finon, Defeuilley, et Marty 2013). Le paiement de capacités garanties en sus du paiement de l'énergie délivrée est alors supposé envoyer un signal rassurant aux investisseurs pour développer de nouvelles capacités (de production ou d'effacement) disponibles en périodes de pointe et dont l'utilisation future reste incertaine. Un certain nombre d'Etats ont mis en place des mécanismes de rémunération de la capacité, passant ou non par un marché, avec pour le moment semble-t-il un bilan mitigé (IEA 2016; Schlandt 2015). En Europe, le Royaume-Uni fut pionnier dans la mise en place d'un véritable marché de capacités avec la première enchère pour l'attribution de garanties de capacité pour l'hiver 2018/2019 réalisée en décembre 2014. La France a également instauré un marché de capacités qui oblige chaque fournisseur<sup>λ</sup> à prouver qu'il pourra répondre à la demande de pointe de ses clients. Pour cela le fournisseur peut, soit disposer de capacités en propre, soit acheter des certificats à des producteurs à

---

≡ La capacité maximale que peut transmettre une ligne est liée à sa limite thermique. En effet, pour une tension fixée, une augmentation de la puissance se traduit par une augmentation du courant électrique. Cela provoque un accroissement des pertes par effet Joule qui chauffe le matériau. Or un tel échauffement, dilate le conducteur ce qui le fait se rapprocher du sol. Il existe une hauteur minimale de sécurité qu'il ne faut pas franchir pour éviter les risques de court-circuit ou d'électrocution. De plus, une température trop élevée peut altérer les propriétés du conducteur (Van Cutsem 2014).

≡ Sont également concernés par cette obligation les clients et les gestionnaires de réseau (pour la compensation de leurs pertes) s'approvisionnant en électricité sans passer par un fournisseur.

travers un registre d'échange de capacités. La déclaration des capacités ainsi que les échanges de certificats pour l'hiver 2016/2017, ont débuté le 1<sup>er</sup> avril 2015 suite à la validation du mécanisme par les pouvoirs publics en janvier la même année (*Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité 2015*).

## A-2.2. Représentation du système électrique dans les modèles de prospective

**Tableau A-18 : Etudes de prospective recensées portant sur la représentation du réseau et des dynamiques de court terme dans le système électrique.**

Référence	Approche de modélisation (partie 2-C.)	Modèle(s)	Périmètre géographique	Périmètre temporel	Dynamique CT du système électrique (stabilité/EPO/PUC/Réserve)	Précision géographique	Précision temporelle	Précision technologique	Représentation du renouvelable variable
<b>(Spiecker et Weber 2014)</b>	Modèle amélioré	E2M2s	Europe (focus Allemagne)	2010 - 2050	Quelques contraintes du PUC (pas de représentation unité par unité des centrales)	+	+	++	++
<b>(Geoffrey J. Blanford et Young 2014)</b>	Modèle amélioré	REGEN <sup>λ</sup>	Etats-Unis	2010 – 2050	-	+	+	+	+
<b>(Park et al. 2016)</b>	Modèle classique <sup>λ</sup>	TIMES	Corée du sud	2010 - 2050	-	?	?	+	0
<b>(Kannan et Turton 2012)</b>	Modèle amélioré	STEM-E (TIMES Suisse)	Suisse	2000 - 2110	Quelques contraintes du PUC (pour le nucléaire)	0	++	+(+)	0
<b>(Nelson et al. 2012)</b>	Couplage de modèles	SWITCH	Etats-Unis zone WECC <sup>λ</sup>	2014 - 2029	Vérification du dispatch horaire en post-traitement	+(+)	+ /+++	++	+
<b>(Ludig et al. 2015)</b>	Modèle amélioré	LIMES-D	Allemagne	2010 - 2050	-	+	+	+	+
<b>(Schmid et Knopf 2015)</b>	Modèle amélioré	LIMES-EU+	Europe + MENA <sup>λ</sup>	2010 - 2050	-	+	+	+	+

≡ La spécificité de cette étude est un couplage du modèle de prospective technologique avec un modèle macroéconomique représentant l'ensemble de l'économie américaine. Dans cet état de l'art nous ne nous intéressons pas à l'axe que représenterait la représentativité économique des modèles.

≡ Le modèle utilisé par Park et al. repose sur une désagrégation détaillée et originale des potentiels pour les différentes technologies renouvelables, avec des courbes de coûts selon la disponibilité des ressources. Notons que les auteurs ne précisent pas la désagrégation spatiale et temporelle de leur modèle.

≡ WECC : « Western Electricity Coordinating Council », correspond à l'un des trois réseaux synchrones aux Etats-Unis

≡ MENA : Moyen Orient et Afrique du Nord (Middle East and North Africa en anglais)

<b>(Pfenninger et Keirstead 2015)</b>	Modèle amélioré	Calliope	Royaume-Uni	2012 - 2050	Quelques contraintes du PUC (pas de représentation unité par unité des centrales)	++	++(+) <sup>λ</sup>	+(+)	+
<b>(Poncelet et al. 2016)</b>	Modèle amélioré (et comparaison avec Couplage de modèles)	TIMES / LUSYM	Belgique	2014 - 2050	Selon modèles : résolution ou non du PUC	0	0 à +++ <sup>λ</sup>	+ à +++ <sup>302</sup>	0/++
<b>(Deane et al. 2015)</b>	Couplage de modèles	MONET (TIMES Italie) / PLEXOS-It	Italie	2010 - 2030	PUC avec EPO en courant continu	+ / ++	0 / +++	+ / +++	0 / ++
<b>(Pina, Silva, et Ferrão 2013)</b>	Modèle amélioré et Couplage de modèles	TIMES / EnergyPLAN	Portugal	2005 - 2050	Quelques contraintes du PUC	0	++ / +++	+	+
<b>(Q. Zhang et al. 2013)</b>	Couplage de modèles	Modèle de prospective / Simulation pas horaire	Région de Tokyo	2010 - 2030	PUC	0	0 / +++	+	0
<b>(Koltsaklis et Georgiadis 2015)</b>	Modèle amélioré	Modèle de prospective intégrant le PUC	Grèce	2014 - 2030	PUC	+	++	++	++
<b>(Welsch et al. 2014)</b>	Modèle amélioré (et comparaison avec Couplage de modèles)	OSEMOSYS et TIMES/PLEXOS	Irlande	2010 - 2050	Quelques contraintes du PUC (pas de représentation unité par unité des centrales)	0	0	+	++
<b>(Komiya et Fujii 2015)</b>	Modèle amélioré	Modèle de prospective	Japon	2010 - 2050	Quelques contraintes du PUC (pas de représentation unité par unité des centrales)	0	+++ <sup>λ</sup>	(+)	++

≡ Les auteurs de l'étude ont effectué une comparaison des résultats de leur modèle utilisant 550 TS choisies de manière à représenter au maximum la variabilité du système avec des modèles similaires mais utilisant plus de TS (jusqu'à un modèle pas horaire). Ils montrent ainsi la pertinence du choix des TS qui permet d'atteindre une précision aussi bonne que le même modèle avec près de 3 fois plus de TS choisies sans méthode particulière.

≡ L'étude vise à comparer un modèle TIMES avec différentes désagrégations temporelles, allant de 12 TS jusqu'au pas horaire, et compare les résultats de ces modèles avec un modèles de unit-commitment avec ou sans contraintes opérationnelles détaillées. Notons que le modèle TIMES utilisé dans cette étude comporte un relativement faible nombre de technologies (dix) qui sont ensuite désagrégées unité par unité dans le modèle de unit-commitment.

≡ Ce modèle utilise une granulométrie temporelle très détaillée avec un pas de temps de 10 minutes.

<b>(Bertsch et al. 2016)</b>	Modèle amélioré et Couplage de modèles	DIMENSION et dispatch horaire	Europe	2020 - 2050	Quelques contraintes du PUC (pas de représentation unité par unité des centrales)	+	++/+++	++	++(+) <sup>λ</sup>
<b>(Shawhan et al. 2014)</b>	Modèle amélioré	SuperOPF	Est des US et du Canada	2010 - 2030	EPO en courant-continu	++	0	0	0
<b>(Hagspiel et al. 2014)</b>	Couplage de modèles	DIMENSION / PowerFactory	Europe	2011 - 2050	EPO en courant-continu	+ / ++(+) <sup>λ</sup>	++	+	+
<b>(Pesch, Allelein, et Hake 2014)</b>	Couplage de modèles	IKARUS (modèle de prospective) / Modèle UC / MATPOWER (modèle de réseau)	Allemagne	2010 - 2050	PUC et EPO exact (avec vérification critère N-1)	0/0/+++	0/+++ / +++ <sup>λ</sup>	+ / +++ / +++	++
<b>(N. Zhang et al. 2016)</b>	Modèle amélioré	Modèle de prospective <sup>λ</sup>	Chine	NA	EPO en courant continu et certaines contraintes du PUC (représentation par unité mais pas de dynamique au pas horaire)	++	0	+	+
<b>(Tigas et al. 2015)</b>	Modèle amélioré et Couplage de modèles	TIMES / ProPSim	Grèce	2011 - 2050	EPO en courant continu, calcul de dispatch horaire et estimation des besoins en service système	++	? / +++	+	++
<b>(Commission Européenne 2014b)</b>	Couplage de modèles	PLEXOS / DSIM / DDIM	Europe	2020 - 2050	Dispatch horaire avec évaluation des réserves (pas de représentation unité par unité des centrales)	0 / +(+) <sup>λ</sup>	+++	+	++
<b>(Assoumou)</b>	Modèle amélioré <sup>λ</sup>	TIMES	France / Europe	2000 - 2050	-	0 / +	+	+(+)	+

≡ Ajout de contraintes sur la réserve pour tenir compte d'une incertitude sur le renouvelable.

≡ Vérification des calculs d'EPO sans l'approximation courant-continu

≡ L'EPO est réalisé au pas horaire mais pour une seule heure à la fois contrairement au modèle résolvant le PUC

≡ Le modèle présenté dans cette étude se distingue nettement des autres modèles recensés dans ce tableau : l'équilibre entre production et consommation d'électricité n'y est réalisé qu'à l'échelle annuelle, contrairement à tous les autres modèles qui intègrent un nombre plus ou moins grand de time-slices, et la dynamique du système électrique est en partie captée par des contraintes sur les moyens de production installées (il faut par exemple que les moyens pouvant démarrer rapidement représentent plus qu'un certain pourcentage de la demande). L'étude constitue un test de ce nouveau modèle et n'est donc pas une étude de prospective à proprement parler.

≡ Le réseau de transport est représenté à travers des lignes agrégées mais le modèle DDIM permet une représentation du réseau de distribution.

≡ La version de ce modèle TIMES inclut une désagrégation des centrales de production en différents modes de production (base, semi-base, pointe et extrême-pointe) afin d'améliorer la représentation de l'empilement classique des moyens de production suivant un merit-order économique. La représentativité des besoins en flexibilité y est ainsi accrue par rapport à une utilisation « classique » des modèles TIMES (Assoumou 2006, chap. 5).

2006)									
(Drouineau 2011)	Couplage de modèles	TIMES / Calcul post- traitement	Ile de la Réunion	2008 - 2030	Réserves cinétiques et magnétiques	0	+	+	+ / ++
(Bouckaert 2013)	Modèle amélioré	TIMES	Ile de la Réunion	2008 - 2030	Réserves cinétiques et magnétiques endogénéisées et quelques contraintes du PUC	0	+	++	++

Pour chacun des quatre aspects analysés, nous octroyons une note de 0 à 3 (0, +, ++ et +++). Notons que ces différents aspects de la représentation des systèmes électriques sont interdépendants. Par exemple, la qualité de la représentation du renouvelable variable sera souvent liée à celles de la précision temporelle et de la précision géographique. Pour les études comparant deux modèles ou pour celles utilisant un couplage de deux modèles nous mettons deux notes, séparées par une barre oblique (par exemple +/+++), chaque note décrivant un modèle. La note de gauche décrit systématiquement le modèle le moins précis (par exemple le modèle de prospective dans le cas d'un couplage) et celle de droite le modèle le plus détaillé (par exemple le modèle de Unit-Commitment). Parfois nous utilisons la notation +(+) pour décrire un modèle possédant certaines caractéristiques d'un modèle que nous noterions ++ mais sans les posséder toutes (typiquement une représentation du réseau assez détaillée mais ne résolvant pas l'EPO, ou encore un modèle utilisant une optimisation MIP pour introduire certaines des contraintes typiques du PUC sans toutefois les représenter toutes etc.)

Précision géographique : 0 : Pas d'échange entre régions/une seule région représentée ; + : Plusieurs régions représentant un pays/un Etat et échanges via approche NTC ; ++ : Echanges à un niveau infranational à travers un calcul d'EPO en approximation courant-continu ; +++ : Echanges sur un réseau réel avec résolution de l'EPO

Précision temporelle : 0 : Représentation classique utilisée dans les modèles de prospective toutes énergies (typiquement 1 à 16 TS avec un découpage en saisons, éventuellement jours ouvrés/weekends et jour/nuit) ; + : Représentation temporelle tenant compte de la variabilité au sein de la journée (typiquement 32 à 144 TS : découpage en saisons ou allant jusqu'au mois, jours ouvrés/weekends et 4 à 8 plages horaires par jour type) ; ++ : Représentation par jour type avec représentation de toutes les heures de la journée (typiquement 192 à 576 TS : découpage en saisons ou allant jusqu'au mois, jours ouvrés/weekends et représentation des 24 heures pour chaque journée type) ; +++ : Représentation de toutes les heures de l'année (ou de la période étudiée)

Précision technologique : 0 : Peu détaillée (seulement quelques technologies pour représenter le secteur étudié) ; + : Représentation détaillée des technologies (plusieurs dizaines voire plusieurs centaines de technologies pour le secteur étudié) ; ++ : Représentation par unité de production avec une représentation simplifiée des contraintes de Unit-Commitment ou représentation agrégée des unités et représentation détaillée des contraintes de Unit-Commitment ; +++ : Représentation par unités et représentation détaillée des contraintes du PUC

Représentation du renouvelable variable : 0 : Aucune modélisation spécifique pour représenter la variabilité de ces moyens de production ; + : Choix de périodes temporelles permettant de représenter en partie la variabilité du renouvelable (périodes avec beaucoup/peu de disponibilité du renouvelable).

Nous attribuons automatiquement cette note aux modèles présentant une bonne représentativité temporelle (au moins ++ dans précision temporelle) ; ++ : Représentation de l'impact du renouvelable variable sur les réserves du fait de leur non-participation à ces réserves (ou désagrégation des technologies de renouvelable variable suivant qu'elles y participent ou non). Nous attribuons automatiquement cette note aux modèles résolvant le PUC ; +++ : Représentation stochastique détaillée de la variabilité du renouvelable variable et des incertitudes sur la prévision (typiquement modèle stochastique de Unit-Commitment).

### A-3. Annexe du chapitre 3

#### A-3.1. Equivalence entre le système électrique et un système mécanique

Les éléments de cette partie sont tirés des travaux de Xiang Li, stagiaire au sein du Centre de Mathématiques Appliquées et de Schneider Electric (Li 2016).

##### A-3.1.a. Equation dynamique

Soit un système mécanique constitué de  $N$  oscillateurs contraints de tourner sur un cercle de rayon  $R$ , reliés deux à deux par des ressorts. La masse du  $i^{\text{ème}}$  oscillateur est  $M_i$ , sa phase  $\theta_i(t)$  et sa vitesse de rotation  $\dot{\theta}_i(t)$ . La raideur du ressort entre  $i$  et  $j$  est notée  $k_{ij}$  et sa longueur  $l_{ij}(t)$ . Chaque oscillateur est soumis à une force extérieure  $\vec{F}_{ext,i}$  d'amplitude  $P_i$ , et subit des frottements supposés proportionnels à leur vitesse de rotation, avec un coefficient de frottement  $D_i$ . La Figure A-142 schématise les forces s'appliquant sur chaque oscillateur. L'application de la 2<sup>ème</sup> loi de Newton dans la direction tangentielle au mouvement s'écrit pour l'oscillateur  $i$  :

$$(A-1) \quad M_i \dot{\theta}_i = \left( \vec{F}_{ext,i} + \vec{F}_{f,i} + \sum_{j \in G_i} \vec{F}_{c,j|i} \right) \cdot \vec{u}$$

Avec :

$$(A-2) \quad \vec{F}_{ext,i} \cdot \vec{u} = P_i$$

$$(A-3) \quad \vec{F}_{f,i} \cdot \vec{u} = -D_i \dot{\theta}_i$$

$$(A-4) \quad \vec{F}_{c,j|i} \cdot \vec{u} = -k_{ij} l_{ij} \cos\left(\frac{\theta_i - \theta_j}{2}\right)$$

$$(A-5) \quad l_{ij} = 2R \sin\left(\frac{\theta_i - \theta_j}{2}\right)$$

Finalement :

$$(A-6) \quad M_i \dot{\theta}_i = P_i - D_i \dot{\theta}_i - R \sum_{j \in G_i} k_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)$$

On retrouve bien l'équation de glissement généralisée (équation (3-12), chapitre 3) en prenant

$$Rk_{ij} = \frac{U^2}{X_{ij}} .$$

Etablissons maintenant l'expression de la fréquence moyenne du système d'oscillateurs mécaniques pour effectuer l'analogie avec le maintien de la fréquence sur le système électrique. On note pour

cela, la vitesse de rotation moyenne et la déviation de l'oscillateur  $i$  par rapport

$$\bar{\omega} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \omega_i \quad \tilde{\omega}_i$$

à la vitesse de rotation moyenne. Les vitesses angulaires de chaque oscillateur peuvent alors être réécrites :

$$(A-7) \quad \omega_i(t) = \dot{\omega}(t) + \tilde{\omega}_i(t)$$

Avec :

$$(A-8) \quad \sum_{i=1}^N \tilde{\omega}_i(t) = 0$$

En supposant que la variation de la vitesse angulaire moyenne est négligeable on alors :

$$(A-9) \quad \dot{\theta}_i(t) = \dot{\tilde{\omega}}_i(t)$$

A partir des équations précédentes on obtient, en sommant sur tous les oscillateurs et en utilisant

$$\sum_{i=1}^N \dot{\tilde{\omega}}_i(t) = \frac{d \sum_{i=1}^N \tilde{\omega}_i(t)}{dt} = 0 \quad :$$

$$(A-10) \quad 0 = \sum_{i=1}^N (P_i - D_i \dot{\omega} - D_i \dot{\tilde{\omega}}_i) - R \sum_{(i,j) \in A} k_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)$$

Si on ajoute de plus une hypothèse d'égalité des coefficients de frottement, i.e.  $\forall i, D_i = D$ , on obtient finalement :

$$(A-11) \quad \dot{\omega} = \frac{1}{DN} \left[ \sum_{i=1}^N P_i - R \sum_{(i,j) \in A} k_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \right]$$

C'est-à-dire que la fréquence moyenne de ce système dépend de trois forces :

- l'excitation des oscillateurs, donnée par les termes  $P_i$  ;
- les pertes par frottement, données par le terme  $D$  ;
- l'interaction entre les oscillateurs donnée par les termes  $Rk_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)$  .

Dans l'analogie avec le système électrique, la fréquence est déterminée par la production et la consommation, les pertes ainsi que le couplage entre les machines synchrones.

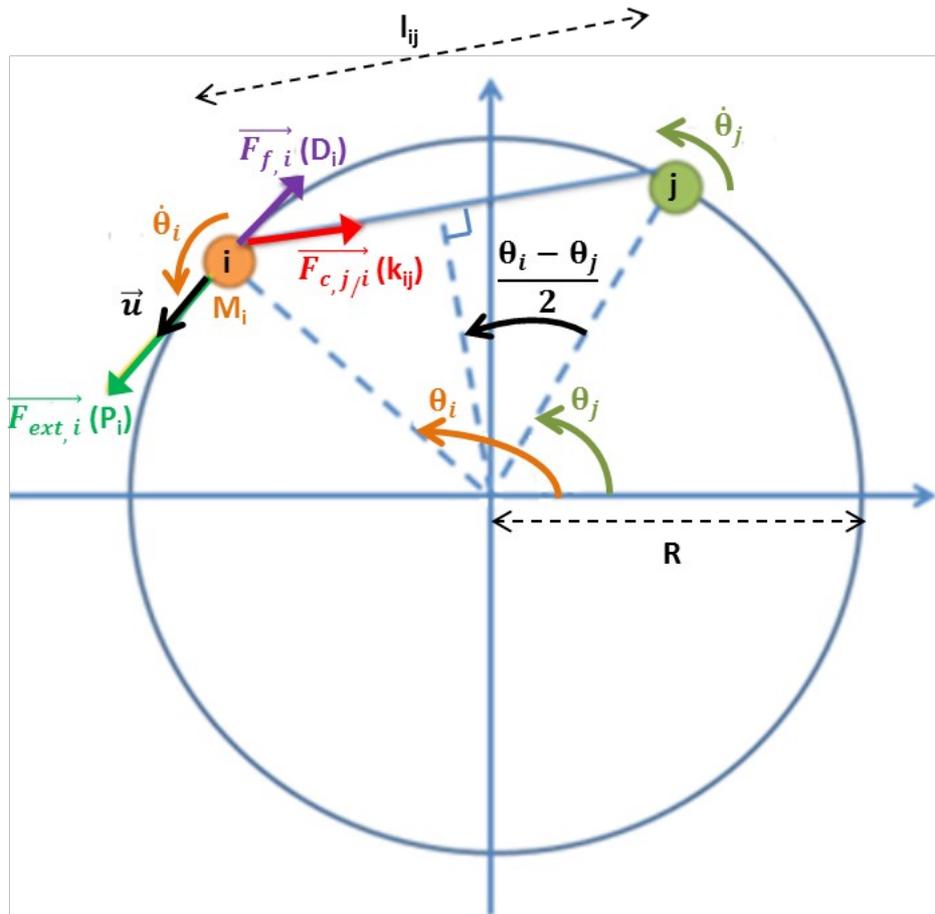


Figure A-142 : Analyse géométrique du système mécanique constitué d'oscillateurs contraints de tourner sur un cercle.

A-3.1.b. *Bilan en énergie*

i. *Système mécanique*

Pour le système mécanique, l'énergie totale injectée par la force extérieure est transformée en énergie cinétique ( $E_{cin}$ ), en énergie potentielle ( $E_{pot}$ ), et en pertes par friction.

L'énergie potentielle est la somme des énergies potentielles de chaque ressort, proportionnelles au carré de leur longueur :

$$(A-12) \quad E_{pot} = \sum_{(i,j) \in A} \frac{1}{2} k_{ij} l_{ij}^2$$

Où  $A$  désigne l'ensemble des ressorts (arrêtes du graphe formé par les oscillateurs).

Soit, d'après l'équation (A-5) :

$$(A-13) \quad E_{pot} = R^2 \sum_{(i,j) \in A} k_{ij} [1 - \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

L'énergie cinétique est la somme des énergies cinétiques de chaque oscillateur, proportionnelles au carré de leur vitesse angulaire :

$$(A-14) \quad E_{cin} = \frac{1}{2} R^2 \sum_{i \in N} M_i \dot{\theta}_i^2$$

Où  $N$  désigne l'ensemble des oscillateurs (nœuds du graphe formé par les oscillateurs).

## ii. Système électrique

D'après l'équation (3-5) (chapitre 3), l'énergie mécanique injectée dans le système électrique via les machines synchrones est convertie en énergie cinétique, en énergie de couplage électromagnétique et en pertes par effet Joule.

L'énergie cinétique est donnée par l'équation (3-6) (chapitre 3, partie 3-A.2.) lorsque les machines fonctionnent au synchronisme, c'est-à-dire que leur vitesse de rotation est fixée par la fréquence synchrone du système électrique. Dans le cas général, du moins pour des variations suffisamment faibles des vitesses angulaires des rotors des machines synchrones<sup>λ</sup>, cette équation s'écrit :

$$(A-15) \quad E_{cin} = \frac{1}{2} \sum_{i \in M} \frac{J_i}{p_i^2} \dot{\theta}_i^2$$

Où  $M$  désigne l'ensemble des machines synchrones.

On retrouve l'équation (3-6) au synchronisme, en prenant  $\forall i \in M, \dot{\theta}_i = \omega_0 = 2\pi f_0$  .

Concernant l'énergie de couplage électromagnétique, nous ne reprenons pas l'équation (3-7) (chapitre 3). En effet, celle-ci correspond à une vision agrégée du système électrique en un circuit à une maille (Figure 3-45, chapitre 3) et ne permet pas de décrire précisément le couplage entre un grand nombre de machines interconnectées par l'intermédiaire d'un réseau électrique. Pour construire l'analogie entre le système électrique et le système mécanique, la partie de l'énergie électromagnétique qui nous intéresse est celle qui correspond au couplage entre les machines et non celle contenue au sein des machines, qui n'a pas d'équivalent dans le cas du système mécanique. L'expression de l'énergie de couplage électromagnétique s'obtient alors à partir de l'énergie réactive injectée sur le réseau par l'ensemble des machines synchrones (V. Mazauric 2013) :

$$(A-16) \quad E_{mag} = \sum_{(i,j) \in L} \frac{-2Q_{ij}}{\omega_0}$$

Où  $L$  désigne l'ensemble des paires de machines synchrones reliées par une ligne électrique ;  $Q_{ij}$  est la puissance réactive injectée par la machine  $i$  sur la ligne la reliant à la machine  $j$  et est donnée par l'expression suivante :

<sup>λ</sup> En effet, pour des variations top élevées de ces vitesses angulaires, les machines synchrones sont découplées du système électrique via leur protection.

$$(A-17) \quad Q_{ij} = U_i I_{ij} \sin [\varphi_{ij}] (\theta_i)$$

Le diagramme de Fresnel de la Figure A-143, permet d'établir les relations entre tensions et courant :

$$(A-18) \quad U_i \cos(\theta_i) = U_j \cos(\theta_j)$$

$$(A-19) \quad X_{ij} I_{ij} = U_j \sin(\theta_j) - U_i \sin(\theta_i)$$

A partir des expressions précédentes et des relations classiques de trigonométrie, on en déduit l'expression suivante pour la puissance réactive  $Q_{ij}$  :

$$(A-20) \quad Q_{ij} = \frac{U_i}{X_{ij}} [-U_i + U_j \cos [\varphi_{ij}] (\theta_i - \theta_j)]$$

Soit :

$$(A-21) \quad E_{mag} = \sum_{(i,j) \in L} \left[ \frac{2U_i^2}{\omega_0 X_{ij}} - \frac{U_i U_j}{\omega_0 X_{ij}} \cos [\varphi_{ij}] (\theta_i - \theta_j) \right]$$

En considérant que le plan de tension est maintenu (chapitre 2, partie 2-A.1.c.), on peut poser  $U_i \approx U_j \triangleq U$  et ainsi réécrire l'expression de l'énergie de couplage électromagnétique :

$$(A-22) \quad E_{mag} = \frac{2U^2}{\omega_0} \sum_{(i,j) \in L} \left[ \frac{1 - \cos [\varphi_{ij}] (\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \right]$$

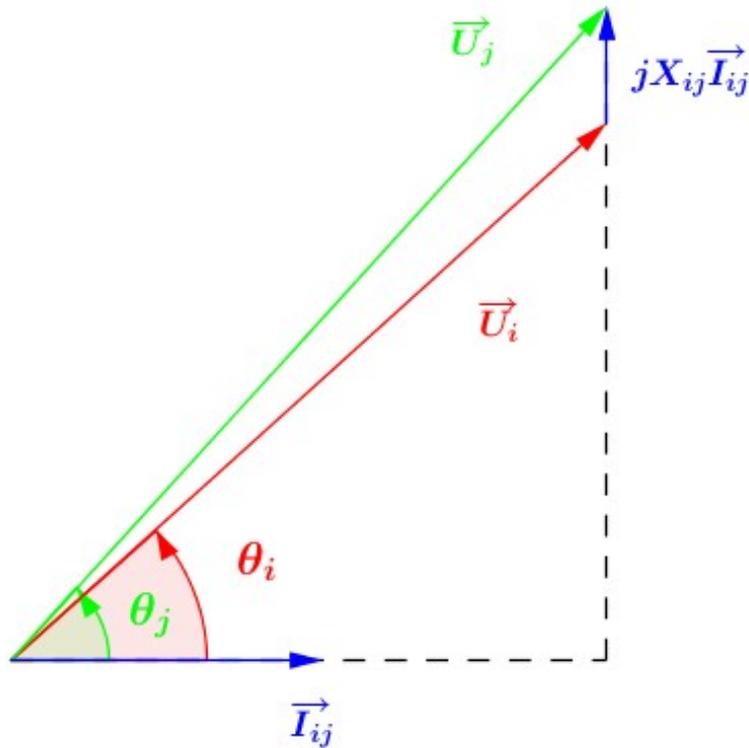


Figure A-143 : Diagramme de Fresnel explicitant les relations entre tensions et courant sur un réseau haute-tension (la ligne est représentée par une réactance pure).

iii. Analogie système mécanique et système électrique

Les expressions obtenues pour l'énergie cinétique et pour l'énergie de couplage (énergie potentielle des ressorts dans le cas du système mécanique, énergie électromagnétique dans le cas du système électrique) sont similaires pour les systèmes mécanique et électrique. Les paramètres du modèle dans ces deux systèmes sont comparés dans le Tableau A-19.

Tableau A-19 : Analogie des bilans en énergie pour les systèmes mécanique et électrique.

	Système mécanique	Système électrique
<b>Energie cinétique</b>	$E_{cin} = \frac{1}{2} R^2 \sum_{i \in N} M_i \dot{\theta}_i^2$	$(A-1) E_{cin} = \frac{1}{2} \sum_{i \in M} \frac{J_i}{p_i^2} \dot{\theta}_i^2$
<b>Constante inertielle</b>	$R^2 M_i$	$\frac{J_i}{p_i^2}$
<b>Energie potentielle / électromagnétique</b>	$E_{pot} = R^2 \sum_{(i,j) \in A} k_{ij} [1 - \cos \theta_{ij}]$	$E_{mag} = \frac{2U^2}{\omega_0} \sum_{(i,j) \in L} \left[ \frac{1 - \cos \theta_{ij}}{X_{ij}} \right]$
<b>Constant de couplage</b>	$R^2 k_{ij}$	$\frac{2U^2}{\omega_0 X_{ij}}$

### A-3.2. Données techniques des générateurs

Ces données sont utilisées pour le calcul de l'indicateur cinétique (Tableau 3-6, chapitre 3). Elles sont issues d'un manuel d'électrotechnique (Anderson et Fouad 1977). Nous disposons de trois jeux de données :

- un pour les turbines à vapeur des centrales fossiles<sup>λ</sup> (Tableau A-20) ;

un pour les centrales hydrauliques (

- Erreur : source de la référence non trouvée) ;

un pour les centrales nucléaires (

- Erreur : source de la référence non trouvée).

**Tableau A-20 : Données techniques des centrales fossiles à turbines à vapeur (tandem-compound).**

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15	F16	F17	F18	F19	F20	F21
<b>S (MVA)</b>	25	35	51	75	100	125	147	160	192	233	270	330	384	410	448	512	552	590	835	896	911
<b>FP</b>	0,80	0,85	0,8 0	0,8 0	0,8 0	0,8 5	0,8 5	0,8 5	0,8 5	0,85	0,85	0,90	0,85	0,90	0,85	0,90	0,90	0,95	0,90	0,90	0,90
<b>H (s)</b>	5,02	4,39	5,0 8	6,1 9	4,9 8	4,7 7	2,9 3	3,9 7	3,3 0	4,12	4,13	3,00	2,62	3,70	2,66	2,63	5,45	2,32	2,64	2,93	2,49
<b>E<sub>cin</sub> (MJ)</b>	125	155	260	464	499	596	431	634	634	961	111 5	992	100 7	151 9	119 0	134 7	301 0	136 8	220 6	262 5	226 5

**Tableau A-21 : Données techniques des centrales hydraulique.**

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18
<b>S (MVA)</b>	9	17,5	25	35	40	54	66	75	86	100	115	125	131	145	158	232	250	615
<b>FP</b>	0,90	0,80	0,95	0,90	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	0,85	0,90	0,90	0,90	0,90	0,95	0,85	0,98
<b>H (s)</b>	2,61	6,68	7,32	7,26	2,70	3,11	2,68	6,99	2,70	3,12	3,82	3,14	3,50	3,23	3,17	3,39	6,41	5,15

≡ Les turbines vapeur sont généralement composées de deux turbines pour extraire le travail issu de la détente de la vapeur (une située dans une enceinte haute-pression et une autre dans une enceinte basse-pression). Les données utilisées dans cette étude sont celles correspondant aux technologies « tandem-compound » où les axes de rotation des turbines sont alignés et les turbines n'entraînent qu'un seul rotor. Il existe également des turbines « cross-compound » où chaque turbine entraîne un rotor distinct.

<b>E<sub>cin</sub> (MJ)</b>	23,5	117	183	254	108	168	176	524	233	312	439	392	458	469	502	786	160 3	316 6
-----------------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----------	----------

Tableau A-22 : Données techniques des centrales nucléaires.

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9 <sup>λ</sup>	N10	N11
<b>S (MVA)</b>	77	246	500	920	107 0	128 0	130 0	134 0	1444	161 1	177 8
<b>FP</b>	0,85	0,85	0,90	0,90	0,90	0,95	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
<b>H (s)</b>	3,67	4,62	3,98	3,76	3,10	3,66	3,52	3,51	3,51	3,51	3,51
<b>E<sub>cin</sub> (MJ)</b>	282	1136	199 0	346 4	331 2	469 0	458 0	469 8	5068	565 5	624 1

### A-3.3. Endogénéisation du calcul de l'indicateur cinétique

Tableau A-23 : Ensembles, paramètres, variables et équations ajoutées au modèle TIMES-FR-ELC-DIS pour endogénéiser le calcul de l'indicateur cinétique<sup>λ</sup>

Type	Nom	Descriptif	Source / Valeur
<b>Ensembles</b>	PRC_ELEEXIS	Ensemble des process non-intermittents existants	
	PRC_ELEINTEXIS	Ensemble des process intermittents existants (fil de l'eau, solaire, éolien)	
	PRC_ELEDSC	Ensemble des nouveaux process discrétisés non-intermittents	
	PRC_ELEINTDSC	Ensemble des nouveaux process discrétisés intermittents (fil de l'eau)	
	PRC_ELEINTNODSC	Ensemble des nouveaux process intermittents non-discrétisés (solaire, éolien, énergies marines)	
	PRC_STGFIA	Ensemble des nouveaux moyens de stockage dynamiques <sup>λ</sup> (contribuant à l'indicateur cinétique en réduisant le dénominateur)	
<b>Paramètres</b>	H(p)	Indicateur cinétique du process p	Tables électrotechniques

≡ Pour le nucléaire, les tables électrotechniques ne vont que jusqu'à N8 soit une puissance nominale de 1340x0,9=1206 MWe (Anderson et Fouad 1977) . Afin de pouvoir représenter les paliers P4 et N4 du parc nucléaire français (respectivement 1 300 MWe et 1 450 MWe), ainsi que les EPR de 1600 MWe, nous avons ajouté les unités N9 à N11 en considérant le même coefficient cinétique H et le même facteur de puissance que pour l'unité N8.

≡ Dans ce tableau, et dans les équations qui suivent, nous avons simplifier la description des variables en occultant l'indice r correspondant aux régions du modèle dans la mesure où le modèle utilisé dans ces travaux, TIMES-FR-ELC-DIS, ne comporte qu'une seule région.

≡ Ces moyens de stockage contribuent à l'indicateur cinétique en réduisant le dénominateur. En effet, ils sont considérés pouvoir être sollicités instantanément pour faire face à un incident sur le système électrique diminuant ainsi la taille (en puissance) de l'incident dimensionnant (Bouckaert 2013).

	FP(p)	Facteur de puissance du process p	(partie A-3.2.) Tables électrotechniques (partie A-3.2.)
	CAPDISCTOT(p)	Capacité unitaire du process p	Tables électrotechniques (partie A-3.2.)
	VALLIMIT	Puissance minimale de fonctionnement des unités de production démarrées (pour les process non-intermittents)	40%
	VALMAX	Pourcentage de la puissance appelée intervenant dans le calcul du dénominateur de l'indicateur cinétique, qui correspond à l'incident dimensionnant	10%
	VALCRITIQUE	Valeur minimal de l'indicateur cinétique	30 secondes
<b>Variables</b>	VAR_DACT(v,t,p,s)	Variable binaire indiquant si la version v du process p est démarrée ou non durant la TS s de la période t	
	VAR_CAPAP(v,t,p,s)	Puissance appelée de la version v du process p durant la TS s de la période t	
	VAR_CAPAPSTG(v,t,p,s)	Puissance appelée de la version v du moyen de stockage dynamique p durant la TS s de la période t	
	VAR_FIANUM(t,s)	Numérateur de l'indicateur cinétique durant la TS s de la période t	
	VAR_FIADEN(t,s)	Dénominateur de l'indicateur cinétique durant la TS s de la période t	
	EQ_FIAOF(v,t,p,s)	Contraint la variable VAR_DACT(v,t,p,s) à être nulle lorsque la version v du process p ne produit pas durant la TS s de la période t	(A-23)
	EQ_FIAON(v,t,p,s)	Contraint la variable VAR_DACT(v,t,p,s) à être non-nulle lorsque la version v du process p produit durant la TS s de la période t	(A-24)
	EQ_CAPAP(v,t,p,s)	Définit la variable VAR_CAPAP(v,t,p,s) à partir de l'activité de la version v du process p durant la TS s de la période t et de la durée de la TS s	(A-25)
	EQ_CAPAPSTG(v,t,p,s)	Définit la variable VAR_CAPAPSTG(v,t,p,s) à partir de l'activité de la version v du moyen de stockage dynamique p durant la TS s de la période t et de la durée de la TS s	(A-26)
	EQ_CAPAPMIN(v,t,p,s)	Contraint les process non-intermittents démarrés durant la TS s de la période t à fonctionner plus qu'une fraction de leur puissance nominale imposée par VALLIMIT	(A-27) et (A-28)
	EQ_FIANUM(t,s)	Définit le numérateur de l'indicateur cinétique en sommant les énergies cinétiques de chaque version de chaque process durant la TS s de la période t	(A-29)
	EQ_FIADEN(t,s)	Définit le dénominateur de l'indicateur cinétique en sommant la fraction VALMAX des puissances appelées de chaque version de chaque process durant la TS s de la période t et en déduisant la puissance appelée de chaque version de chaque moyen de stockage dynamique appelée durant cette TS et cette période.	(A-30)

EQ_FIACONSTR(t,s)	Contraint le numérateur de l'indicateur cinétique à être plus grand que le produit entre son dénominateur et VALCRITIQUE	(A-31)
-------------------	--	--------

Sauf précision contraire, les process p dans les équations ci-dessous appartiennent à l'union des ensembles PRC\_ELEEXIS, PRC\_ELEINTEXIS, PRC\_ELEDSC, PRC\_ELEINTDSC et PRC\_ELEINTNODSC, qui sont disjoints.

$$(A-23) \quad VAR_{ACT}(v, t, p, s) \geq 10^{-6} \times VAR_{DACT}(v, t, p, s)$$

Où  $VAR_{ACT}(v, t, p, s)$  est l'activité de la version v du process p pendant la timeslice s de la période t.

$$(A-24) \quad VAR_{ACT}(v, t, p, s) \leq 10^6 \times VAR_{DACT}(v, t, p, s)$$

$$(A-25) \quad VAR_{CAPAP}(v, t, p, s) = \frac{VAR_{ACT}(v, t, p, s)}{PRC_{CAPACT}(p) \times G_{YRFR}(s)}$$

Où  $PRC_{CAPACT}(p)$  est le facteur de conversion de la capacité en activité pour le process p (typiquement en 31,536 PJ/GW) et  $G_{YRFR}(s)$  la durée de la timeslice s.

$$(A-26) \quad VAR_{CAPAPSTG}(v, t, p \in PRC_{ST} GFIA, s) = \frac{VAR_{ACT}(v, t, p, s)}{CAP2ACT(p) \times Durée(s)}$$

$$(A-27) \quad VAR_{CAPAP}(v, t, p \in PRC_{ELEEXIS}, s) \geq VAR_{DACT}(v, t, p, s) \times VALLIMIT \times PRC_{RESID}(t, p)$$

Où  $PRC_{RESID}(t, p)$  est la capacité encore installée à la période t du process p désignant un moyen de production d'électricité existant à l'année de référence (2013 dans le cas du modèle TIMES-FR-ELC-DIS).

$$(A-28) \quad VAR_{CAPAP}(v, t, p \in PRC_{ELEDS}) \geq VAR_{DACT}(v, t, p, s) \times VALLIMIT \times CAPDISCTOT(p)$$

$$(A-29) \quad VAR_{FIANUM}(t, s) = \sum_v \left[ \sum_{p \in PRC_{ELEDS}} \frac{VAR_{DACT}(v, t, p, s) \times PRC_{RESID}(t, p) \times H(p)}{FP(p)} + \sum_{p \in PRC_{ELEDS}} \frac{VAL_i}{FP(p)} \right]$$

$$(A-30) \quad VAR_{FIADEN}(t, s) = VALMAX \times \sum_v \left[ \sum_p \frac{VAR_{CAPAP}(v, t, p, s)}{FP(p)} \right] - \sum_v \left[ \sum_{p \in PRC_{STGFA}} VAR_{CAPAPSTG}(v, t, p, s) \right]$$

$$(A-31) \quad VAR_{FIANUM}(t, s) \geq VALCRITIQUE \times VAR_{FIADEN}(t, s)$$

#### A-3.4. Hypothèses utilisées pour la description spatiale du système électrique français

Tableau A-24 : Correspondance entre le nom réelle des 12 régions françaises<sup>λ</sup> et le nom utilisé dans le manuscrit.

Région	Nom abrégé
Nouvelle-Aquitaine	Atlantique
Bourgogne-France-Comté	Bourgogne
Bretagne	Bretagne
Centre-Val de Loire	Centre
Grand-Est	Est
Pays-de-la-Loire	Loire
Hauts-de-France	Nord
Normandie	Normandie
Provence-Alpes-Côte d'azur	PACA
Île-de-France	Paris
Auvergne-Rhône-Alpes	Rhône
Occitanie	Sud

Tableau A-25 : Matrice d'adjacence du réseau agrégé considéré dans ce travail pour représenter le réseau électrique 225-400 kV français.<sup>λ</sup>

Régions	Atlantique	Bourgogne	Bretagne	Centre	Est	Loire	Nord	Normandie	PACA	Paris	Rhône	Sud
Atlantique	0	0	0	6,14	0	3,28	0	0	0	0	1,71	7,14
Bourgogne	0	0	0	2,43	5,71	0	0	0	0	2,43	12,28	0
Bretagne	0	0	0	0	0	7,71	0	2,43	0	0	0	0
Centre	6,14	2,43	0	0	0	6,00	0	0,43	0	9,28	2,43	1,00
Est	0	5,71	0	0	0	0	3,85	0	0	5,43	0	0
Loire	3,28	0	7,71	6,00	0	0	0	0,85	0	0	0	0
Nord	0	0	0	0	3,85	0	0	2,00	0	6,85	0	0
Normandie	0	0	2,43	0,43	0	0,85	2,00	0	0	6,85	0	0
PACA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,71	5,28
Paris	0	2,43	0	9,28	5,43	0	6,85	6,85	0	0	0	0
Rhône	1,71	12,28	0	2,43	0	0	0	0	1,71	0	0	8,99
Sud	7,14	0	0	1,00	0	0	0	0	5,28	0	8,99	0

Tableau A-26 : Répartition actuelle des moyens de production et de stockage, de la demande, des importations et des exportations entre les 12 régions de la France continentale.

2012	Fossile	Nucléaire	Eolien	Eolie	PV	Hydr	STE	Biomasse	Géothermi	Hydrolie	Houlomoteu	Marémoteu	Stockag	Demand	Import	Export
------	---------	-----------	--------	-------	----	------	-----	----------	-----------	----------	------------	-----------	---------	--------	--------	--------

≡ La Corse n'est pas représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC.

≡ Les lignes 400 kV sont prises comme référence, un coefficient multiplicatif est appliqué pour les lignes 225 kV. Ce coefficient est le coefficient  $\alpha_{225kV \rightarrow 400kV}$  calculé au chapitre 3 (Tableau 3-7) et vaut 0,43.

			terrestre	n en mer		o	P		e	n	r	r	e	e	s	s
Est	25%	21%	23%	0%	8%	13%	16%	8%	25%	0%	0%	0%	11%	10%	58%	21%
Atlantique	2%	10%	5%	0%	20%	6%	0%	16%	0%	0%	27%	0%	16%	9%	5%	4%
Rhône	4%	21%	4%	0%	11%	43%	52%	11%	63%	0%	0%	0%	13%	14%	16%	39%
Bourgogne	2%	0%	2%	0%	3%	1%	0%	2%	13%	0%	0%	0%	9%	4%	3%	4%
Bretagne	1%	0%	8%	17%	3%	1%	1%	4%	0%	33%	56%	100%	5%	5%	0%	0%
Centre	1%	19%	10%	0%	3%	0%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	7%	4%	0%	0%
Paris	8%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	16%	0%	0%	0%	0%	2%	15%	0%	0%
Sud	1%	4%	13%	0%	22%	19%	30%	9%	0%	0%	0%	0%	14%	8%	5%	4%
Nord	16%	8%	21%	0%	2%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	6%	11%	13%	25%
Normandie	12%	17%	6%	50%	2%	0%	0%	7%	0%	67%	0%	0%	6%	6%	0%	0%
PACA	13%	0%	1%	0%	17%	16%	1%	7%	0%	0%	0%	0%	6%	9%	0%	3%
Loire	14%	0%	6%	33%	6%	0%	0%	5%	0%	0%	17%	0%	6%	6%	0%	0%

Tableau A-27 : Evolution de la répartition de l'éolien en mer sur les 4 régions de France où cette technologie a un potentiel non nul.

Eolien en mer	Bretagne	Loire	Normandie	Sud
2012 – 2020	17%	33%	50%	0%
2030	20%	40%	40%	0%
2040	30%	35%	30%	5%
2050	30%	35%	25%	10%

Tableau A-28 : Evolution de la répartition des importations et des exportations sur les 12 régions de France continentale dans le scénario de référence.

	Période	Atlantique	Bourgogne	Bretagne	Centre	Est	Loire	Nord	Normandie	PACA	Paris	Rhône	Sud
Importations	2012	5%	3%	0%	0%	58%	0%	13%	0%	0%	0%	16%	5%
	2020	3%	4%	0%	0%	56%	0%	10%	3%	0%	0%	18%	7%
Exportations	2012	4%	4%	0%	0%	21%	0%	25%	0%	3%	0%	39%	4%
	2020	2%	5%	0%	0%	18%	0%	18%	6%	2%	0%	43%	5%

Tableau A-29 : Hypothèses sur l'évolution de la répartition des moyens de production et de stockage, de la demande, des importations et des exportations.

Technologie	Source	Hypothèse évolution de la répartition
Demande Fossile	Répartition identique à la répartition moyenne par région observée en 2014 (données issues de (RTE 2014e)).	Aucune évolution

<b>Nucléaire</b>		
<b>Eolien terrestre</b>		
<b>PV</b>		
<b>Hydro</b>		
<b>STEPS</b>		
<b>Biomasse</b>		
<b>Géothermie</b>	Equipartition entre les quatre bassins principaux identifiés pour la géothermie profonde (le bassin rhénan en Alsace, la Limagne en Auvergne, la Bresse à cheval sur l'Ain, la Saône-et-Loire et le Jura, et le sillon rhodanien en Rhône-Alpes) (ADEME 2013, part. 3.2.7.b.iii). Il a été supposé que le bassin de la Bresse était réparti pour moitié sur la région Bourgogne et pour moitié sur la région Rhône-Alpes.	
<b>Hydrolien</b>	2/3 installé en Normandie (sites du Raz Blanchard et du Raz de Barfleur et 1/3 installé en Bretagne (passage du Fromveur et Raz de Sein) (ADEME 2013, part. 3.2.8.b; Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEJET) 2013).	
<b>Houlomoteur</b>	Le potentiel est concentré sur la façade Atlantique de 3 régions : la Bretagne, la Loire-Atlantique et la région Aquitaine-Limousin-Poitou-Charentes. Il a été pris comme hypothèse une production proportionnelle au km linéaire de côte en enlevant les Côtes d'Armor de la Bretagne, car le potentiel y est plus réduit. Au total 2715 km de côtes sont prises en compte dont 56% en Bretagne, 27% pour l'Aquitaine et 17% pour les Pays de la Loire (ADEME 2013, part. 3.2.8.b; Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEJET) 2013).	
<b>Marémoteur</b>	Il a été considéré qu'il n'y aurait pas d'autres usines que celle de la Rance en Bretagne suivant les scénarios de l'ADME (ADEME 2013).	
<b>Stockage (hors STEPs)</b>	Faute de données, un potentiel proportionnel à la superficie des régions a été retenu.	
<b>Eolien en mer</b>	Jusqu'à 2020 inclus le potentiel correspond aux 2 premiers appels d'offre sur l'éolien en mer : environ 1,5 GW en Normandie (Fécamp, le Tréport et Courseulles-sur-Mer), 1 GW en Pays de la Loire (Saint-Nazaire, Ile d'Yeu et Noirmoutier) et 500 MW en Bretagne (Saint-Brieuc). Puis développement dans un premier temps des potentiels de la façade Atlantique (Bretagne et Pays de la Loire) et dans un deuxième temps de la façade méditerranée au niveau de la région Languedoc-Roussillon-Midi-Pyrénées, au détriment de la Normandie.	Evolution entre 2020 et 2050 tenant compte de la pénétration de l'éolien flottant au-delà de 2030 situé dans des zones différentes de celles de l'éolien posé
<b>Imports</b>	Dans un premier temps, nous avons considéré la moyenne des importations et exportations depuis et vers chaque pays frontalier entre 2005 et 2015 (RTE, s. d.) (voir Figure A-144 et Tableau A-30). Puis on compte le nombre de lignes en 225 kV et en 400 kV qui relie chaque région à ces pays et on en déduit un coefficient à appliquer pour passer des importations/exportations par pays à des importations/exportations par région (Tableau A-31). Enfin, pour 2020 on tient compte des lignes en construction et dont la mise en service est prévue en 2022 au plus tard (Tableau A-32).	Evolution entre 2012 et 2020 tenant compte des nouvelles lignes d'interconnexion déjà en construction.
<b>Exports</b>		

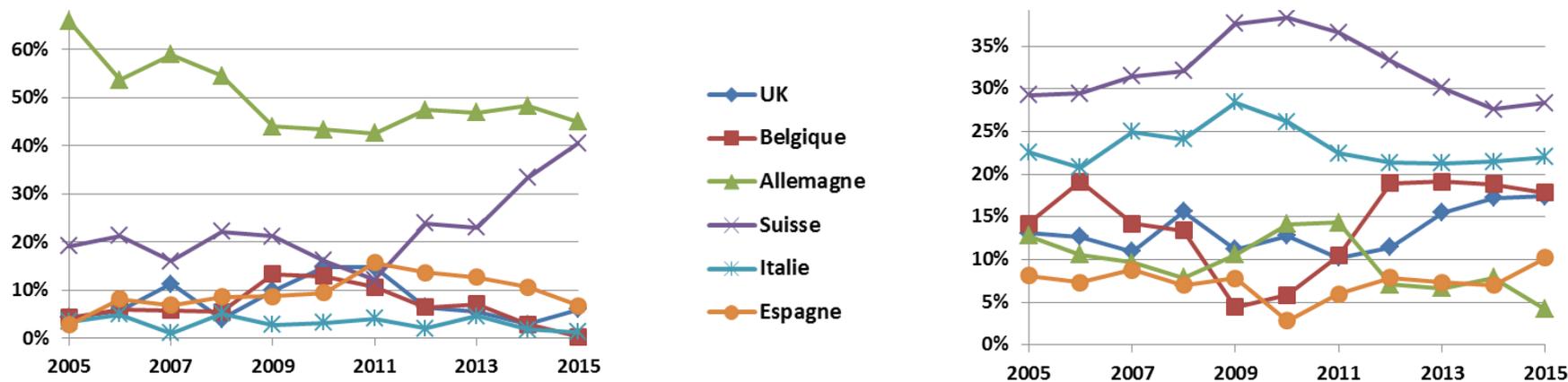


Figure A-144 : Importations (à gauche) et exportations (à droite) d'électricité par pays entre 2005 et 2015.<sup>λ</sup>

Tableau A-30 : Importations et exportations moyennes d'électricité sur la période 2005-2015 depuis et vers les différents pays frontaliers.

Moyenne 2005-2015	Royaume-Uni	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
<b>Importations</b>	2,4 TWh (8%)	2,2 TWh (7%)	15,5 TWh (50%)	7,0 TWh (23%)	1,0 TWh (3%)	2,9 TWh (9%)	31,0 TWh
<b>Exportations</b>	11,0 TWh (13%)	11,9 TWh (14%)	7,7 TWh (10%)	25,8 TWh (32%)	18,7 TWh (23%)	6,0 (7%)	81,1 TWh

Tableau A-31 : Nombre de lignes<sup>λ</sup> actuelles entre chaque région et les pays frontaliers.<sup>λ</sup>

Régions	Atlantique	Bourgogne	Bretagne	Centre	Est	Loire	Nord	Normandie	PACA	Paris	Rhône	Sud
<b>Royaume-Uni</b>	0	0	0	0	0	0	2 (100%)	0	0	0	0	0
<b>Belgique</b>	0	0	0	0	1 (21%)	0	3,85(79%)	0	0	0	0	0

≡ Moyenne des importations sur la période : 31 TWh (écart-type : 6 TWh), moyenne des exportations sur la période : 81 TWh (écart-type : 9 TWh).

≡ En comptant un coefficient 1 pour les lignes 400 kV et un coefficient 0,43 pour les lignes 225 kV.

≡ Le nombre entre parenthèse correspond à la capacité d'interconnexion entre la région en colonne et le pays en ligne par rapport à la capacité totale d'interconnexion entre ce pays et la France.

<b>Allemagne</b>	0	0	0	0	5,85 (100%)	0	0	0	0	0	0	0
<b>Suisse</b>	0	1 (14%)	0	0	2 (28%)	0	0	0	0	0	4,14 (58%)	0
<b>Italie</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0,43 (12%)	0	3 (88%)	0
<b>Espagne</b>	1,43 (50%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,43 (50%)

**Tableau A-32 : Nouvelles interconnexions prévues d'ici 2022 et considérées dans ce travail.**

Ligne	Postes reliés	Pays frontalier concerné	Région française concernée	Type de ligne	Capacité	Mise en service prévisionnelle
	Baixas - Santa Llogaia	Espagne	Sud	DC sous-terrain	1,4 GW	2015
Eleclink	Mandarins-Sellindge	Royaume-Uni	Nord	DC sous-terrain	1 GW	2016
IFA2	Tourbe-Chiling	Royaume-Uni	Normandie	DC sous-marin	1 GW	2020
Savoie-Piémont	Grande-Ile - Piossasco	Italie	Rhône	DC sous-terrain	1,2 GW	2019 (retard prévu, hypothèse prudente 2022)
FAB (France-Aurigny-Grande Bretagne)	Menuel-Exeter	Royaume-Uni	Normandie	DC sous-marin	1,4 GW	2022

A-3.5. *Hypothèses utilisées pour la description spatiale du réseau électrique 63 kV de l'île de la réunion*

Tableau A-33 : Matrice des termes de couplage pour le réseau 63 kV de l'île de la Réunion.

Ligne 63 kV	Admittance ligne (S)	Capacité maximale (MW)
Saint Leu - Saline	0,16	641,54
Saline - Saint Paul	0,17	690,98
Saint Paul - Le Port (1)	1,05	4.159,38
Saint Paul - Le Port (2)	0,47	1.873,92
Le Port – Marquet (1)	0,90	3.560,43
Le Port – Marquet (2)	0,82	3.258,08
Marquet – Digue	0,29	1.150,60
Marquet – Moufia	0,15	585,55
Marquet – Dattiers	0,18	700,05
Moufia – Dattiers	0,93	3.704,42
Moufia – Digue	0,58	2.314,30
Dattiers – Digue	1,39	5.535,49
Moufia - Sainte Marie	0,24	949,51
Sainte Marie - Bois Rouge	0,18	695,03
Sainte Marie - Saint Andre	0,19	751,83
Bois Rouge - Saint Andre	0,36	1.441,72
Saint Andre - Abondance	0,23	894,28
Abondance - Beaufonds	0,28	1.121,84
Beaufonds - Sainte Rose	0,18	696,39
Abondance - Takamaka	0,33	1.301,07
Abondance - Tampon	0,09	350,37
Takamaka - Tampon	0,10	402,59
Tampon - Saint Pierre	0,19	745,54
Saint Pierre - Langevin	0,15	605,83
Saint Pierre - Bras de la Plaine	0,44	1.748,97
Saint Pierre - La Vallee	1,25	4.978,23
Tampon - Bras de la Plaine	0,35	1.378,39
La Vallee - Bras de la Plaine	1,29	5127,34
Bras de la Plaine - Le Gol	0,23	893,53
Le Gol - Saint Leu	0,18	706,54

## A-4. Annexe du chapitre 4

### A-4.1. Détail des hypothèses utilisées pour les process de production d'électricité, de stockage et d'interconnexions

Tableau A-34 : Capacités installées et caractéristiques techniques principales des moyens de production d'électricité représentés dans le modèle pour décrire l'année de référence (2012).

Technologie	Capacité installée en 2012 (GW)	Rendement	Facteur de charge maximal en 2012 <sup>λ</sup>	Facteur de charge maximal (autres années)
<b>Centrales nucléaires (REP de 2<sup>ème</sup> génération)</b>	63,13	33%	73,2%	75,0%
<b>Turbines à vapeur au charbon P250<sup>λ</sup></b>	3,60	33%	28,5%	28,5%
<b>Turbines à vapeur au charbon P600<sup>λ</sup></b>	2,90	33%	30,7%	68,5%
<b>Turbines à vapeur au charbon LFC<sup>λ</sup></b>	0,27	40%	30,7%	68,5%
<b>Turbines à vapeur au pétrole en dérogation<sup>λ</sup></b>	3,90	31%	3,3%	5,7%
<b>Turbines à vapeur au pétrole en conformité</b>	1,30	31%	3,3%	22,8%
<b>Turbines à gaz</b>	0,40	34%	1,1%	1,1%
<b>Turbines diesel</b>	1,46	34%	1,1%	1,1%
<b>Cycles combinés au gaz</b>	4,06	60%	22,8%	85,0%
<b>Cycle combiné au gaz DK6<sup>λ</sup></b>	0,79	50%	22,8%	85,0%
<b>Moteurs à combustion interne au diesel</b>	0,55	31%	80,6%	80,6%
<b>Turbines à vapeur au gaz industriel<sup>λ</sup></b>	0,61	20-33%	80,6%	80,6%
<b>Moteurs à combustion au biogaz</b>	0,19	30%	54,6%	54,6%
<b>Turbines à vapeur valorisant les ordures ménagères</b>	0,47	15%	54,6%	54,6%

≡ Le facteur de charge utilisé pour l'année de référence (2012) correspond à la production effectivement réalisée cette année-là. Alors que les facteurs de charge utilisés pour les années suivantes correspondent soit à des valeurs hautes jugées raisonnables, soit (par exemple pour le renouvelable) à des moyennes des valeurs observées sur les dernières années.

≡ Palier 250 MW, correspond à des anciennes centrales à charbon construites avant 1971 et qui ne sont plus conformes avec la réglementation environnementale européenne (directives GIC et IED). Elles ne peuvent pas fonctionner plus de 20 000 heures entre 2008 et 2015 inclus, soit 2 500 heures par an en moyenne. Elles ont toutes été arrêtées entre 2013 et fin 2015 (RTE 2015).

≡ Palier 600 MW, correspond à des centrales à charbon construites dans les années 1980 et respectant les normes en vigueur.

≡ Centrales à charbon à Lit Fluidisé Circulant. Il existe deux unités de ce type en France, dont une à Gardanne, arrêtée en 2013 pour être reconvertie en centrale biomasse.

≡ Comme pour les anciennes centrales à charbon, il s'agit de centrales qui n'étaient plus en conformité avec la réglementation européenne et qui ont bénéficié d'une dérogation pour fonctionner, un nombre d'heures réduit, jusqu'à fin 2015. Des travaux ont depuis été réalisés par les exploitants de ces centrales afin de pouvoir les prolonger au-delà de 2015 (RTE 2015). Toutefois des difficultés financières ont conduit à des fermetures en 2016 et EDF, qui en est l'exploitant, envisage une fermeture complète du parc de centrales au fioul à 2018 (RTE 2016a).

≡ Cycle combiné gaz de Dunkerque utilisant du gaz naturel ainsi que des gaz sidérurgiques d'un site d'Arcelor Mittal.

≡ Nous avons regroupé ici plusieurs technologies qui utilisent des gaz industriels de différentes natures (gaz de cokerie, gaz de raffinerie, chaleur issue de la combustion de déchets industriels).

<b>Cogénérations au gaz</b>	5,55	81%	11,0%	21,0%
<b>Cogénérations au biogaz</b>	0,08	90%	22,0%	22,0%
<b>Cogénérations biomasse solide et déchets</b>	0,59	80%	22,0%	22,0%
<b>Barrages hydrauliques</b>	13,21	100%	25,1%	23,2%
<b>Hydraulique au fil de l'eau</b>	7,58	100%	52,3%	48,4%
<b>STEPs</b>	4,38	75%	NA	NA
<b>Eolien (terrestre)</b>	7,07	100%	22,8%	22,8%
<b>Photovoltaïque sur toitures</b>	2,51	100%	14,3%	14,3%
<b>Photovoltaïque au sol</b>	0,46	100%	14,3%	14,3%
<b>Capacités d'interconnexion à l'import</b>	9,50	100%	35,2%	84,2%
<b>Capacités d'interconnexion à l'export</b>	15,00	100%	57,3%	84,2%

Tableau A-35 : Evolution des coûts d'investissement des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.

k€2012/MW	2013	2020	2030	2050
Prolongation du nucléaire existant	488	488	488	488
Nucléaire de 3 <sup>ème</sup> génération	3 707	3 583	3 413	3 098
Nucléaire de 4 <sup>ème</sup> génération	NA <sup>λ</sup>	NA	NA	4 448
Charbon <sup>λ</sup>	2 100 – 2 655	2 020 – 2 469	1 912 – 2 225	1 712 -1 817
Charbon CCS <sup>329</sup>	3 592 – 3 946	3 360 – 3 691	3 055 – 3 356	2 477 – 2 774
Cogénération charbon	2 760	2 729	2 698	2 636
Cycle combiné gaz	1 012	971	914	812
Cycle combiné gaz CCS	1 724	1 633	1 512	1 296
Turbine à gaz	614	585	546	475
Turbine diesel	933	933	933	933
Turbine à vapeur au pétrole <sup>329</sup>	440 - 951	425 - 917	425 - 898	425 - 881
Turbine à vapeur au pétrole CCS	1 519	1 342	1 264	1 215
Cogénération gaz cycle combiné <sup>λ</sup>	1 265 – 1 437	1 224 – 1 401	1 184 – 1 364	1 103 – 1 290
Cogénération gaz combustion interne <sup>330</sup>	1 725 – 5 749	1 707 – 5 690	1 689 – 5 632	1 654 – 5 514
Cogénération pétrole <sup>330</sup>	1 725 – 2 415	1 707 – 2 390	1 689 – 2 365	1 654 – 2 316
Pile à combustible <sup>λ</sup>	8 537 – 11 382	7 499 – 9 998	6 232 – 8 309	4 303 – 5 738
Pile à combustible en cogénération <sup>331</sup>	5 174 – 18 397	4 294 – 14 349	3 414 – 10 301	1 654 – 2 206
Hydraulique fil de l'eau <sup>330</sup>	3 366 – 4 382	3 366 – 4 382	3 366 – 4 382	3 366 – 4 382
Barrage hydraulique	2 850	2 850	2 850	2 850
Biomasse <sup>329</sup>	3 697 – 3 902	3 337 – 3 754	2 881 – 3 552	2 149 – 3 181
Biomasse CCS	7 094	6 546	5 836	4 638
Cogénération biomasse <sup>329</sup>	4 944 – 5 979	4 701 – 5 697	4 457 – 5 416	3 970 – 4 853
Cogénération biogaz <sup>330</sup>	5 404 – 9 198	5 349 – 9 104	5 294 – 9 011	5 183 – 8 823
Déchets municipaux (UIOM)	4 268	4 268	4 268	4 268
Cogénération UIOM	3 495	3 460	3 424	3 406
Géothermie	5 907	5 588	5 161	4 403
Houlomoteur	6 000	5 638	4 913	3 887
Hydrolien	5 200	4 900	4 300	3 438
Eolien terrestre	1 500	1 403	1 305	1 110
Eolien en mer	2 590	2 111	1 632	1 425
PV en toiture	3 034	2 220	1 480	1 110
Centrale PV au sol	1 628	1 110	740	518
PHS	2 835	2 835	2 835	2 835
AA-CAES	NA <sup>λ</sup>	1 200	1 200	1 200
Stockage « autre »	NA	1,500	1,500	1,500
Interconnexion CA aérienne (50 km)	34	34	34	34
Interconnexion CC enterrée (50 km)	271	271	271	271
Interconnexion CC sous-marine (200 km)	1 085	1 085	1 085	1 085

≡ Hypothèse de démarrage du nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération en 2035.

≡ Pour la plupart des centrales thermiques, les coûts d'investissement dépendent de la technologie utilisée pour produire de l'électricité (chapitre 3, partie 3-C.4.a.).

≡ Certaines technologies (fil de l'eau, certaines cogénérations) ont été désagrégées en trois tailles différentes (petite, intermédiaire et grande) avec des coûts différenciés. Généralement, plus la centrale est de taille importante, plus son coût d'investissement au kW est faible.

≡ Le coût des piles à combustible varie selon la technologie et le combustible utilisé.

≡ Ces technologies de stockage ne sont disponibles qu'à partir de 2020 dans le modèle.

**Tableau A-36 : Calcul des coûts d'investissement des interconnexions aériennes en courant alternatif et enterrées à courant continu.**

<b>Etudes</b>	<b>(Hagspiel et al. 2014 Table A.2)</b>	<b>(Commission Européenne 2014b Table 12)</b>
<b>Coût des lignes aériennes HTCA</b>	445 €/MW/km	500 €/MW/km
<b>Coût des lignes enterrées HTCC</b>	1 250 €/MW/km	1 500 €/MW/km
<b>Coût d'une paire de convertisseur CC/CA</b>	150 000 €/MW	150 000 €/MW
<b>Calcul du coût de l'interconnexion France Espagne en HTCA</b>	40,5 M€	45,5 M€
<b>Calcul du coût de l'interconnexion France Espagne en HTCC</b>	323,8 M€	346,5 M€
<b>Rapport entre le coût de l'interconnexion en HTCC et HTCA</b>	<b>8,0</b>	<b>7,6</b>
<b>Coût réel de la ligne France-Espagne (1 400 MW et 65 km enterrés en CC)</b>	700 M€	

Tableau A-37 : Evolution des coûts variables des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.

k€2012/GWh	2013	2020	2030	2050
Prolongation du nucléaire existant	3,53	2,69	1,84	1,84
Nucléaire de 3 <sup>ème</sup> génération	3,53	2,69	1,84	1,84
Nucléaire de 4 <sup>ème</sup> génération	NA	NA	NA	10,44
Charbon	4,10 – 6,16	4,10 – 6,16	4,10 – 6,16	4,10 – 6,16
Charbon CCS	4,50 – 6,77	4,50 – 6,77	4,50 – 6,77	4,50 – 6,77
Cogénération charbon	9,20	9,20	9,20	9,20
Cycle combiné gaz	5,52	5,52	5,52	5,52
Cycle combiné gaz CCS	6,07	6,07	6,07	6,07
Turbine à gaz	7,36	7,36	7,36	7,36
Turbine diesel	5,52	5,52	5,52	5,52
Turbine à vapeur au pétrole	5,52 – 7,88	5,52 – 7,88	5,52 – 7,88	5,52 – 7,88
Turbine à vapeur au pétrole CCS	8,68	8,68	8,68	8,68
Cogénération gaz cycle combiné	5,52	5,52	5,52	5,52
Cogénération gaz combustion interne	27,00 – 50,40	27,00 – 50,40	27,00 – 50,40	27,00 – 50,40
Cogénération pétrole	27,00 – 50,40	27,00 – 50,40	27,00 – 50,40	27,00 – 50,40
Pile à combustible	50,40 – 86,40	50,40 – 86,40	50,40 – 86,40	50,40 – 86,40
Pile à combustible en cogénération	50,40 – 86,40	50,40 – 86,40	50,40 – 86,40	50,40 – 86,40
Hydraulique fil de l'eau	0	0	0	0
Barrage hydraulique	0	0	0	0
Biomasse	2,70 – 2,92	2,70 – 2,92	2,70 – 2,92	2,70 – 2,92
Biomasse CCS	4,50	4,50	4,50	4,50
Cogénération biomasse	1,55 – 2,56	1,55 – 2,56	1,55 – 2,56	1,55 – 2,56
Cogénération biogaz	27,00 – 45,00	27,00 – 45,00	27,00 – 45,00	27,00 – 45,00
Déchets municipaux (UIOM)	4,14	4,14	4,14	4,14
Cogénération UIOM	9,20	9,20	9,20	9,20
Géothermie	4,32	4,32	4,32	4,32
Houlomoteur	0	0	0	0
Hydrolien	0	0	0	0
Eolien terrestre	0	0	0	0
Eolien en mer	0	0	0	0
PV en toiture	0	0	0	0
Centrale PV au sol	0	0	0	0
PHS	0	0	0	0
AA-CAES	NA	0	0	0
Stockage « autre »	NA	0	0	0
Interconnexion CA aérienne (50 km)	0	0	0	0
Interconnexion CC enterrée (50 km)	0	0	0	0
Interconnexion CC sous-marine (200 km)	0	0	0	0

**Tableau A-38 : Evolution des coûts fixes des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.**

<b>k€2012/MW</b>	<b>2013</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Prolongation du nucléaire existant</b>	38,55	38,13	37,70	37,70
<b>Nucléaire de 3<sup>ème</sup> génération</b>	38,55	38,13	37,70	37,70
<b>Nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération</b>	NA	NA	NA	28,35
<b>Charbon</b>	30,08 – 33,42	30,08 – 33,42	30,08 – 33,42	30,08 – 33,42
<b>Charbon CCS</b>	35,14 – 39,05	35,14 – 39,05	35,14 – 39,05	35,14 – 39,05
<b>Cogénération charbon</b>	54,50	54,50	54,50	54,50
<b>Cycle combiné gaz</b>	18,00 – 20,00	18,00 – 20,00	18,00 – 20,00	18,00 – 20,00
<b>Cycle combiné gaz CCS</b>	52,50	52,50	52,50	52,50
<b>Turbine à gaz</b>	11,50	11,50	11,50	11,50
<b>Turbine diesel</b>	18,00	18,00	18,00	18,00
<b>Turbine à vapeur au pétrole</b>	20,00 – 20,94	20,00 – 20,94	20,00 – 20,94	20,00 – 20,94
<b>Turbine à vapeur au pétrole CCS</b>	24,47	24,47	24,47	24,47
<b>Cogénération gaz cycle combiné</b>	25,00 – 30,00	25,00 – 30,00	25,00 – 30,00	25,00 – 30,00
<b>Cogénération gaz combustion interne</b>	35,00 – 65,00	35,00 – 65,00	35,00 – 65,00	35,00 – 65,00
<b>Cogénération pétrole</b>	35,00 – 65,00	35,00 – 65,00	35,00 – 65,00	35,00 – 65,00
<b>Pile à combustible</b>	247,50 – 330	89,38 - 117	48,00 – 55,00	41,25 – 55,00
<b>Pile à combustible en cogénération</b>	247,50 – 330	89,38 - 117	48,00 – 55,00	41,25 – 55,00
<b>Hydraulique fil de l'eau</b>	45,00 – 59,00	45,00 – 59,00	45,00 – 59,00	45,00 – 59,00
<b>Barrage hydraulique</b>	45,00	45,00	45,00	45,00
<b>Biomasse</b>	44,78 – 63,93	44,78 – 63,93	44,78 – 63,93	44,78 – 63,93
<b>Biomasse CCS</b>	63,49	63,49	63,49	63,49
<b>Cogénération biomasse</b>	71,75 – 150,00	71,75 – 128,00	71,75 – 112,00	71,75 – 90,00
<b>Cogénération biogaz</b>	115,00	115,00	115,00	115,00
<b>Déchets municipaux (UIOM)</b>	33,42	33,42	33,42	33,42
<b>Cogénération UIOM</b>	73,63	73,63	73,63	73,63
<b>Géothermie</b>	275,00	184,25	155,50	136,00
<b>Houlomoteur</b>	160,00	160,00	160,00	160,00
<b>Hydrolien</b>	120,00	120,00	120,00	120,00
<b>Eolien terrestre</b>	40,00	40,00	40,00	40,00
<b>Eolien en mer</b>	60,00	60,00	60,00	60,00
<b>PV en toiture</b>	40,00	40,00	40,00	40,00
<b>Centrale PV au sol</b>	29,40	29,40	29,40	29,40
<b>PHS</b>	45,00	45,00	45,00	45,00
<b>AA-CAES</b>	NA	45,00	45,00	45,00
<b>Stockage « autre »</b>	NA	45,00	45,00	45,00
<b>Interconnexion CA aérienne (50 km)</b>	0	0	0	0
<b>Interconnexion CC enterrée (50 km)</b>	0	0	0	0
<b>Interconnexion CC sous-marine (200 km)</b>	0	0	0	0

**Tableau A-39 : Evolution du rendement des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC entre 2013 et 2050.**

<b>%</b>	<b>2013</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Prolongation du nucléaire existant</b>	36	36	36	36
<b>Nucléaire de 3<sup>ème</sup> génération</b>	36	36	36	36
<b>Nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération</b>	NA	NA	NA	38
<b>Charbon</b>	40	42 - 45	43 - 47	44 - 50
<b>Charbon CCS</b>	32	37 - 39	38 - 41	40 - 45
<b>Cogénération charbon</b>	36	36,5	37,5	38
<b>Cycle combiné gaz</b>	59 - 60	61	62,5	63
<b>Cycle combiné gaz CCS</b>	54	55	56,5	57
<b>Turbine à gaz</b>	39	39	39	39
<b>Turbine diesel</b>	60	61	62,5	63
<b>Turbine à vapeur au pétrole</b>	45 - 59	46 - 61	46 - 62,5	46 - 63
<b>Turbine à vapeur au pétrole CCS</b>	36	41	42	43
<b>Cogénération gaz cycle combiné</b>	46	46	46,5 – 47,5	47 - 48
<b>Cogénération gaz combustion interne</b>	30 - 39	30 - 39	30 - 39	30 - 39
<b>Cogénération pétrole</b>	30 - 42	30 - 42	30 - 42	30 - 42
<b>Pile à combustible</b>	44 - 50	47 – 54,5	48 - 56	50 - 56
<b>Pile à combustible en cogénération</b>	44 - 50	48 – 54,5	48 - 55	50 - 56
<b>Hydraulique fil de l'eau</b>	93	93	93	93
<b>Barrage hydraulique</b>	93	93	93	93
<b>Biomasse</b>	35 – 38	35 – 52	35,5 – 54,5	36 – 57
<b>Biomasse CCS</b>	29	34	35	36
<b>Cogénération biomasse</b>	21 - 36	21 – 37,5	21 - 39	21 - 40
<b>Cogénération biogaz</b>	34 - 39	34 - 39	34 - 39	34 - 39
<b>Déchets municipaux (UIOM)</b>	25	25	25	25
<b>Cogénération UIOM</b>	25	25	25	25
<b>Géothermie</b>	18	20,5	21,5	22
<b>Houlomoteur</b>	100	100	100	100
<b>Hydrolien</b>	100	100	100	100
<b>Eolien terrestre</b>	100	100	100	100
<b>Eolien en mer</b>	100	100	100	100
<b>PV en toiture</b>	100	100	100	100
<b>Centrale PV au sol</b>	100	100	100	100
<b>PHS</b>	75	7	75	75
<b>AA-CAES</b>	NA	70	70	70
<b>Stockage « autre »</b>	NA	70	70	70
<b>Interconnexion CA aérienne (50 km)</b>	84,21	84,21	84,21	84,21
<b>Interconnexion CC enterrée (50 km)</b>	84,21	84,21	84,21	84,21
<b>Interconnexion CC sous-marine (200 km)</b>	84,21	84,21	84,21	84,21

Tableau A-40 : Durée de vie des technologies représentées dans le modèle TIMES-FR-ELC.

	Années
<b>Prolongation du nucléaire existant</b>	20
<b>Nucléaire de 3<sup>ème</sup> génération</b>	60
<b>Nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération</b>	60
<b>Charbon</b>	30 – 35
<b>Charbon CCS</b>	30 - 35
<b>Cogénération charbon</b>	35
<b>Cycle combiné gaz</b>	35
<b>Cycle combiné gaz CCS</b>	35
<b>Turbine à gaz</b>	30
<b>Turbine diesel</b>	35
<b>Turbine à vapeur au pétrole</b>	35
<b>Turbine à vapeur au pétrole CCS</b>	35
<b>Cogénération gaz cycle combiné</b>	35
<b>Cogénération gaz combustion interne</b>	15 - 18
<b>Cogénération pétrole</b>	15 - 18
<b>Pile à combustible</b>	7
<b>Pile à combustible en cogénération</b>	7
<b>Hydraulique fil de l'eau</b>	60 - 80
<b>Barrage hydraulique</b>	80
<b>Biomasse</b>	30 – 35
<b>Biomasse CCS</b>	30
<b>Cogénération biomasse</b>	25 - 30
<b>Cogénération biogaz</b>	15
<b>Déchets municipaux (UIOM)</b>	20
<b>Cogénération UIOM</b>	20
<b>Géothermie</b>	20
<b>Houlomoteur</b>	25
<b>Hydrolien</b>	25
<b>Eolien terrestre</b>	20
<b>Eolien en mer</b>	20
<b>PV en toiture</b>	25
<b>Centrale PV au sol</b>	25
<b>PHS</b>	80
<b>AA-CAES</b>	35
<b>Stockage « autre »</b>	35
<b>Interconnexion CA aérienne (50 km)</b>	100
<b>Interconnexion CC enterrée (50 km)</b>	100
<b>Interconnexion CC sous-marine (200 km)</b>	100

#### A-4.2. Analyse contrefactuelle du scénario 100% renouvelable

Les scénarios analysés dans la partie 4-B. du chapitre 4 avaient pour objectif de comprendre quelles seraient les grandes modifications du système électrique en présence de niveaux élevés de renouvelable. Ces scénarios reposent sur un modèle dont la structure a été présentée dans le chapitre 3 (partie 3-C.), ainsi que sur les hypothèses détaillées dans la partie 4-A. du chapitre 4. Les résultats présentés doivent être interprétés à l'aune des hypothèses prises et des choix de modélisation réalisés. L'objet de cette annexe est de comparer plusieurs scénarios 100% renouvelable s'appuyant sur différents jeux d'hypothèses, afin de mieux apprécier leur importance pour atteindre de tels objectifs de pénétration du renouvelable. Il ne s'agit pas ici de conduire une analyse de sensibilité systématique explorant tous les jeux d'hypothèses envisageables mais d'extraire celles qui paraissent saillantes au vu de l'analyse conduite dans la partie 4-C.. Les variantes retenues sont récapitulées dans le Tableau A-41.

##### A-4.2.a. Objectif 100% renouvelable et hypothèses d'entrée du modèle

Les coûts totaux actualisés de chaque scénario reflètent la plus ou moins grande difficulté d'atteindre un mix électrique 100% renouvelable en France à l'horizon 2050 selon les hypothèses considérées (Figure A-145). Le relâchement d'une contrainte fera diminuer ce coût, alors qu'une contrainte supplémentaire le fera augmenter. Il est ainsi possible de mesurer l'importance d'une contrainte à l'effet que produit sa modulation.

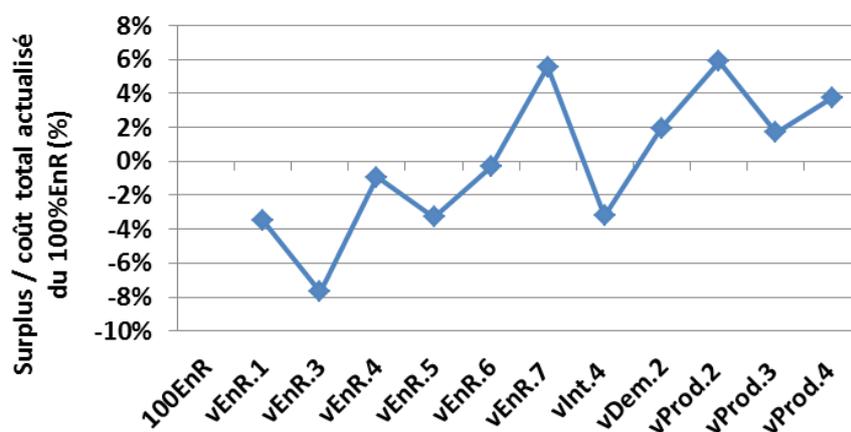


Figure A-145 : Coûts totaux actualisés de différents scénarios 100% renouvelable<sup>λ</sup>, relativement à celui du scénario 100% EnR de référence.

Les variantes dont les coûts sont les moins élevés sont celles où la consommation d'électricité a été fortement réduite (les variantes vDem.3 et vDem.4 qui présentent respectivement une différence de coût de 36,5% et 21,7% avec le scénario 100% renouvelable de référence<sup>333</sup>), vient ensuite la variante avec un fort potentiel de la biomasse (variante vEnR.3), puis celles avec un potentiel renouvelable variable plus élevé (variantes vEnR.1, vEnR.5 et vInt.4). Notons que l'ajout de périodes avec une forte production éolienne augmente très légèrement le coût (la variante vEnR.5 présente un coût 0,2% plus

<sup>λ</sup> Par soucis de lisibilité, nous avons uniquement représenté sur ce graphe les scénarios du Tableau A-41 qui conduisent à des coûts totaux actualisés dont la différence avec le coût du scénario 100% renouvelable de référence n'excède pas 10%.

élevé que la variante vEnR.1) ce qui signifie que de telles périodes tendent à contraindre légèrement l'équilibre production - consommation. Or ces périodes surviennent inévitablement à l'échelle du système électrique français (Figure 1-16, chapitre 1), et même à l'échelle européenne (Figure 2-37, chapitre 2). Ce résultat rappelle que le coût global tend à augmenter lorsque les phénomènes rencontrés sur le système électrique sont modélisés plus finement, comme cela a été montré par ailleurs (Deane, Drayton, et Ó Gallachóir 2014; Poncelet et al. 2016). De même, l'ajout de contrainte sur les exports élève légèrement le coût total actualisé (la variante vInt.4 présente un coût 0,1% plus élevé que la variante vEnR.5). Enfin, l'absence de semaine avec une faible production éolienne et photovoltaïque (variante vEnR.4) permet de réduire le coût total actualisé d'environ 1%, et l'autre année de référence testée pour la courbe de production du renouvelable variable (variante vEnR.6), de 0,3%. Ces variations constituent en quelque sorte une marge d'erreur sur l'évaluation du coût des scénarios étudiés liée à l'incertitude sur la production renouvelable. En effet, notre étude repose sur un modèle déterministe ne tenant pas compte de la variabilité interannuelle inhérente à la production renouvelable (ni de celle de la demande).

Concernant les variantes dont les coûts sont plus élevés que le scénario 100% renouvelable de référence, l'ajout d'une contrainte importante de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est celle qui a le moins d'effet (variante vProd.3), certainement parce que celles-ci diminuent déjà naturellement avec une forte pénétration du renouvelable. Ensuite, vient la variante qui interdit l'utilisation de technologies de modulation de la demande (variante vDem.2), puis celle qui limite le rythme d'installation des centrales (variante vProd.4), celle dans laquelle les moyens de production renouvelable variable ne participent pas au pic (variante vEnR.7) et celle où il n'y a pas de prolongation du nucléaire existant (variante vProd.2). Enfin, lorsque le potentiel renouvelable variable est plus faible (variante vEnR.2), lorsque le développement ou l'utilisation de nouvelles interconnexions est limité (variantes vInt.1, vInt.2 et vInt.3), lorsque la demande n'est pas élastique (et donc que la demande finale est plus élevée, variante vDem.1), ou encore que des contraintes forcent l'utilisation de procédés de cogénération pour produire de l'électricité (variante vProd.1), le modèle doit réduire la demande de manière forcée pour pouvoir répondre à la contrainte d'équilibre production – consommation (Figure A-146). Ce constat rejoint notamment les conclusions de la partie 4-B. du chapitre 4 sur l'importance des importations et de la réduction de la consommation électrique pour que le système électrique puisse intégrer une production à 100% issue de sources renouvelables.

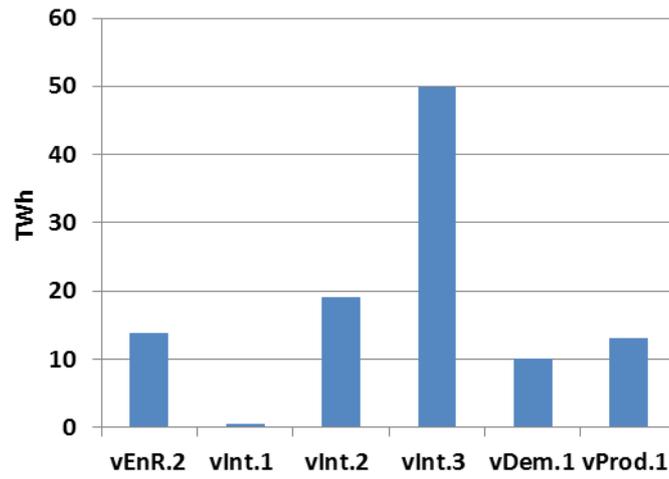


Figure A-146 : Quantité de « production manquante » pour répondre à la demande finale d'électricité en 2050 dans différents scénarios 100% renouvelable.

Tableau A-41 : Variantes du scénario 100%EnR explorées.

Variantes	Descriptif	Principales hypothèses modifiées
<b>Hypothèses sur les EnR (vEnR)</b>	Potentiel renouvelable variable plus élevé (vEnR.1).	+ 33% par rapport aux hypothèses du Tableau 4-9 (pour l'éolien, le PV et les énergies marines)
	Potentiel renouvelable variable plus faible (vEnR.2).	- 33% par rapport aux hypothèses du Tableau 4-9 (pour l'éolien, le PV et les énergies marines)
	Fort potentiel de la biomasse (vEnR.3).	Potentiel total des scénarios de l'ADEME (ADEME 2013) soit respectivement 16 et 17,1 Mtep de biomasse solide en 2030 et 2050 (contre 1,19 et 1,3 Mtep dans les autres scénarios), et 5,8 et 8,8 Mtep de biogaz aux mêmes horizons (contre 1,23 et 1,3 Mtep dans les autres scénarios).
	Absence de semaine avec une faible production éolienne/PV (vEnR.4).	L'éolien et le PV produisent normalement durant toute l'année, et il n'y a pas de période sans importations (chapitre 3, partie 3-C.3.c.).
	Forte production éolienne durant certains jours types (vEnR.5).	Hypothèses de vEnR.1, de plus l'éolien produit plus durant certaines journées des mois de novembre-décembre (2 fois plus pour l'éolien terrestre et 1,5 fois plus pour l'éolien en mer).
	Autre année de référence pour la production éolienne/PV (vEnR.6).	Année de référence 2014 au lieu de 2012 pour la production éolienne et photovoltaïque (chapitre 3, partie 3-C.5.c.).
	Pas de participation du renouvelable variable au facteur de pic (vEnR.7).	Le renouvelable variable (éolien, PV, énergies marines) ne contribue pas au « facteur de pic » (voir chapitre 3 partie C.2.f) contrairement au cas des autres scénarios.
<b>Hypothèses sur les interconnexions (vInt)</b>	Pas de nouvelle interconnexion (vInt.1).	Les interconnexions en cours de construction (soit 3,6 GW de nouvelles capacités à l'export et 4,6 GW à l'import) sont ajoutées au modèle mais aucune nouvelle interconnexion n'est construite après 2020.
	Recours limité aux interconnexions à certaines périodes (vInt.2).	Scénario qui suppose un développement important du renouvelable en Europe : à partir de 2030 pas de recours aux importations en hiver (mois de novembre à février) et pas d'exportation les après-midi <sup>λ</sup> .
	Aucune importation en 2050 (vInt.3).	Absence totale d'importation en 2050 uniquement.
	Forte production éolienne et pas d'exportation en 2050 (vInt.4).	Hypothèse vEnR.5 et impossibilité de recourir aux exportations en 2050.
<b>Hypothèses sur la demande (vDem)</b>	Demande non élastique (vDem.1).	La demande n'est plus élastique et doit donc être égale à la demande issue du scénario de référence de RTE (partie 4-A.7.).

<sup>λ</sup> C'est-à-dire que les pays européens sont supposés avoir besoin de toutes leurs ressources pour répondre à la demande en hiver, et produisent tous une partie non négligeable de leur électricité à partir de photovoltaïque.

<b>Hypothèses sur les moyens de production (vProd)</b>	Pas de modulation de la demande (vDem.2).	Pas de possibilité de recourir aux technologies de décalage de la demande (chapitre 3, partie Erreur : source de la référence non trouvée).
	Demande réduite (vDem.3).	Hypothèses de demande issues d'un scénario de décroissance (Briens 2015) qui propose une forte réduction de la consommation, notamment électrique (354 TWh en 2030 et 193 TWh en 2050, hors pertes, contre 457 TWh aujourd'hui). Demande non élastique.
	Demande réduite, potentiel éolien/PV plus faible, pas de modulation de la demande, pas de nouvelles interconnexions, pas d'importation en 2050, pas de prolongation du nucléaire, réduction plus forte des émissions de CO <sub>2</sub> et rythme d'installation des centrales plus faible (vDem.4).	Hypothèses des scénarios vEnR.2, vInt.1, vInt.3, vDem.2, vDem.3, vProd.2, vProd.3 et vProd.4.
	Contraintes sur la production de chaleur par cogénération (vProd.1).	Niveau minimal de chaleur à produire constant entre 2013 et 2050 (soit 12,8 TWh) et cogénérations contraintes de fonctionner plus en hiver (facteur de charge minimal de 75% entre novembre et février, 25% en intersaisons et 0% entre mai et août).
	Pas de prolongation du nucléaire existant (vProd.2).	La durée de vie des centrales nucléaires existantes est limitée à 40 ans (alors qu'une prolongation à 60 ans est possible dans les autres scénarios).
	Réduction marquée des émissions de CO <sub>2</sub> (vProd.3).	Objectif de forte réduction des émissions de CO <sub>2</sub> dans le secteur électrique (-20% en 2020 par rapport à aujourd'hui, division par 2 en 2030, par 4 en 2040 et par 10 en 2050).
	Limitation plus forte du rythme d'installation des centrales (vProd.4)	Limitation du rythme d'installation des centrales à 6 GW/an à partir de 2030 (contre 10 GW/an dans les autres scénarios).

#### A-4.2.b. Influence des hypothèses sur le mix électrique

L'analyse de la part des différents moyens de production dans le mix électrique à 2050 dans chaque variante du scénario 100% renouvelable permet de mieux comprendre les arbitrages réalisés par le modèle TIMES-FR-ELC en fonction des contraintes qui lui sont imposées (Figure A-147). Les scénarios où la ressource renouvelable variable est supposée plus abondante (variantes vEnR.1, vEnR.5 et vInt.4), ou ceux présentant une plus faible demande (variantes vDem.3 et vDem.4), témoignent ainsi de la préférence pour l'éolien par rapport au photovoltaïque ou aux énergies marines. Lorsque les capacités d'installation de nouveaux moyens de production sont réduites (variante vProd.4), le photovoltaïque n'est plus utilisé alors que les énergies marines prennent une part plus importante de la production. De même, la part des énergies marines s'accroît soit lorsque le développement et l'utilisation des interconnexions est limité (variantes vInt.1, vInt.2 et vInt.3), que la demande augmente (variante vDem.1) ou est moins flexible (variante vDem.2), ou encore lorsqu'il n'y a pas de période avec peu de production renouvelable variable (variante vEnR.4), ou que le renouvelable variable ne participe pas au pic (variante vEnR.7). La biomasse est privilégiée par rapport au photovoltaïque et aux énergies marines (variante vEnR.3). Le rôle des importations est également illustré par la Figure A-147 : celles-ci augmentent fortement lorsque le potentiel renouvelable variable est plus limité (variante vEnR.2) ou que le rythme d'installation des centrales est réduit (variante vProd.4). Elles sont également liées à la demande finale, augmentant légèrement dans le scénario où la demande est supposée non élastique (variante vDem.1) et s'annulant presque dans les scénarios où la demande est fortement réduite (variantes vDem.3 et vDem.4). On note enfin que le niveau d'importations varie suivant les années de référence météorologiques, il est par exemple plus élevé pour des courbes de production calibrées sur 2014 au lieu de 2012 (variante vEnR.6).

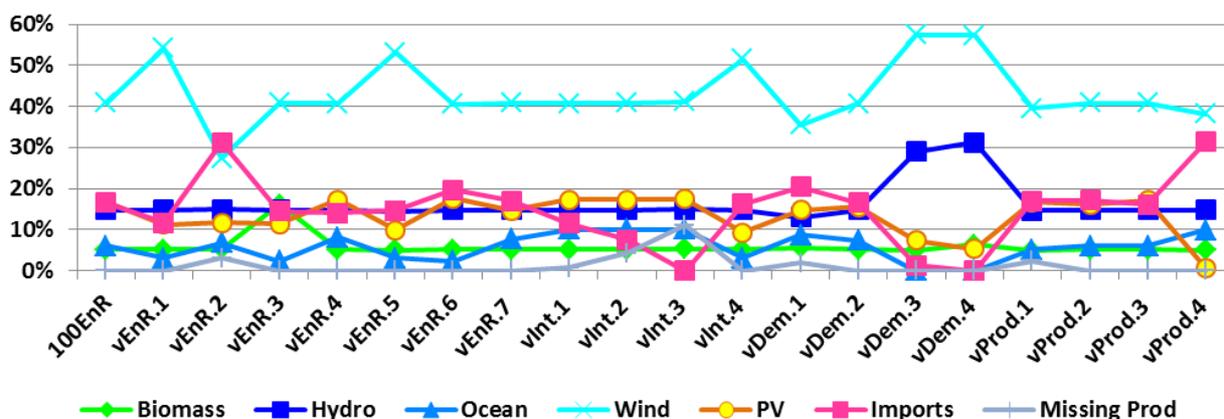


Figure A-147 : Part des différents moyens de production et des importations dans la production d'électricité française en 2050 dans différents scénarios 100% renouvelable.

#### A-4.2.c. Influence des hypothèses sur la capacité installée

L'analyse de la capacité installée dans les différentes variantes étudiées confirme les arbitrages observés sur le mix de production (partie A-4.2.b.), à savoir une préférence pour la biomasse et l'éolien par rapport au photovoltaïque et aux énergies marines (Figure A-148). De même, la capacité installée des moyens de production utilisant des sources d'énergie marine suit la production à 2050 car ceux-ci sont toujours utilisés au maximum de leur disponibilité. Cette analyse apporte également

des informations nouvelles par rapport à la Figure A-147, car contrairement au renouvelable variable, la capacité installée des autres moyens de production n'est que partiellement corrélée à leur production. Nous illustrons cela à travers quatre exemples : les interconnexions, les centrales utilisant des combustibles fossiles, la biomasse et le stockage.

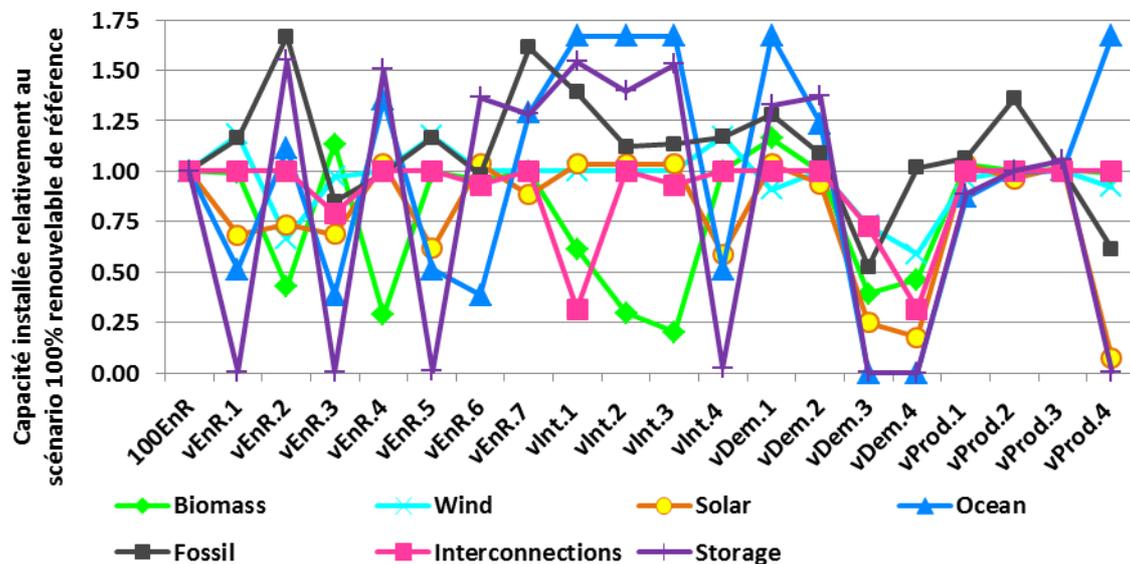


Figure A-148 : Capacité installée des différents moyens de production entre 2013 et 2050 dans différents scénarios 100% renouvelable relativement à la capacité installée dans le scénario 100% renouvelable de référence.

Une capacité identique d'interconnexion peut conduire à des importations presque deux fois plus importantes lorsque le potentiel renouvelable variable est réduit (variante vEnR.2). A l'inverse, un niveau similaire d'importations peut être fourni avec un développement moindre des interconnexions lorsque le potentiel de la biomasse est plus élevé (variante vEnR.3). Lorsqu'il n'est pas possible de construire de nouvelles interconnexions<sup>λ</sup> (variante vInt.1), la capacité installée est près de quatre fois moins élevée alors que les importations représentent 52 TWh en 2050 contre 75 TWh dans le scénario 100% renouvelable de référence. Cela signifie que les interconnexions construites après 2020 ne vont servir qu'un faible nombre d'heures dans l'année, durant des situations critiques (faible production renouvelable ou pointe de consommation). Enfin, bien que les variantes vInt.2 et vInt.3 aboutissent à des niveaux très faibles d'importations et d'exportations en 2050, la capacité installée d'interconnexions varie relativement peu comparée au scénario 100% renouvelable de référence, témoignant ainsi d'une utilisation de ces interconnexions antérieure à 2050.

Les technologies fossiles sont installées dans les scénarios 100% renouvelable pour deux raisons : afin de participer à l'équilibre offre-demande durant les périodes intermédiaires (chapitre 4, partie 4-B.1.), et comme capacité de réserve à travers le facteur de pic (chapitre 3, partie 3-C.2.f.). Les cinq variantes dans lesquelles est installée significativement plus de capacité fossile (variantes vEnR.2, vEnR.7, vInt.1, vDem.1 et vProd.2) correspondent à des situations différentes : lorsque le nucléaire n'est pas prolongé (variante vProd.2), les capacités fossiles sont installées directement pour produire de l'électricité pour répondre à la demande à la place du nucléaire, alors que dans les cas où le renouvelable variable présente un potentiel réduit (vEnR.2) ou qu'il est supposé ne pas contribuer

<sup>λ</sup> Excepté les interconnexions en cours de construction.

aux pointes de consommation (variante vEnR.7), elles servent à garantir l'équation de pic, et produisent moins d'électricité que dans le scénario 100% renouvelable de référence pour une capacité installée bien plus élevée. Lorsqu'il n'est pas possible de construire de nouvelles interconnexions (variante vInt.1) ou que la demande est plus élevée (variante vDem.1), les capacités fossiles supplémentaires ont à la fois un rôle en puissance et en énergie. De plus, lorsque plus de capacités fossiles sont installées sans pour autant que la part du fossile dans la production ne soit accrue, ces centrales sont utilisées moins longtemps chaque année (Figure A-149). Sont alors privilégiées les technologies dont les coûts d'investissement sont les moins élevés, turbines à gaz et au pétrole au détriment des centrales à charbon<sup>λ</sup> (Tableau A-35). De tous les scénarios 100% renouvelable conduisant à une capacité fossile plus élevée, seule la variante vProd.2 présente un accroissement de la capacité de centrales à charbon par rapport au scénario 100% renouvelable de référence (Figure A-150). Ces centrales à charbon sont alors équipées d'une technologie de capture du carbone, du fait des contraintes introduites dans le modèle sur les émissions de CO<sub>2</sub> (chapitre 4, partie 4-A.9.). Les centrales à charbon équipées d'une telle technologie sont également installées dans la variante avec des contraintes plus fortes sur les émissions de CO<sub>2</sub> (variante vProd.3).

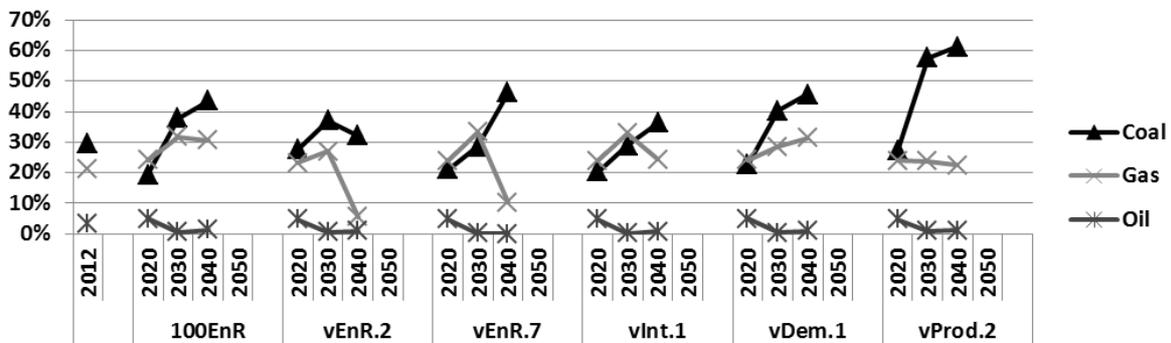


Figure A-149 : Evolution du facteur de charge des centrales utilisant des combustibles fossiles entre 2012 et 2050 dans plusieurs scénarios 100% renouvelable.

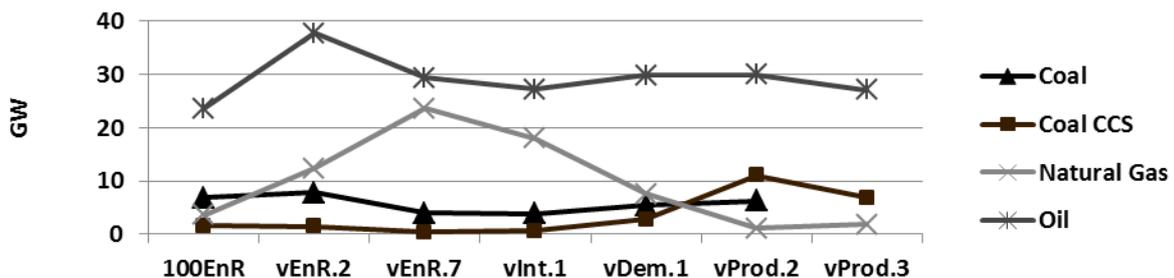


Figure A-150 : Capacité installée des centrales utilisant des combustibles fossiles entre 2013 et 2050 dans plusieurs scénarios 100% renouvelable.

La capacité installée de la biomasse fluctue également selon les hypothèses considérées et, comme pour le fossile, capacités et productions n'évoluent pas nécessairement de concert. Ainsi, la seule variante qui conduit à une plus forte production issue de biomasse est celle dans laquelle le potentiel de la biomasse a été accru significativement (variante vEnR.3)<sup>λ</sup>. Pourtant la capacité installée n'y est

<sup>λ</sup> Par contre le charbon est moins cher que les autres combustibles fossiles (Tableau 4-10).

<sup>λ</sup> Dans cette variante, la production d'électricité par les centrales utilisant la biomasse comme combustible est plus de trois fois plus importante que dans le scénario 100% renouvelable de référence sur l'ensemble de la période étudiée.

que d'un peu plus de 10% de plus que dans le scénario 100% renouvelable de référence. En effet, nous avons vu dans la partie 4-B.6. du chapitre 4 que la forte capacité biomasse installée dans ce scénario était essentiellement due à la nécessité de répondre à la demande en l'absence d'éolien et de photovoltaïque durant la période « Cweek » des mois de janvier-février. Avec une capacité similaire et un potentiel en combustibles plus conséquent, la biomasse participe alors à l'équilibre offre-demande durant d'autres périodes de l'année (Figure A-151).

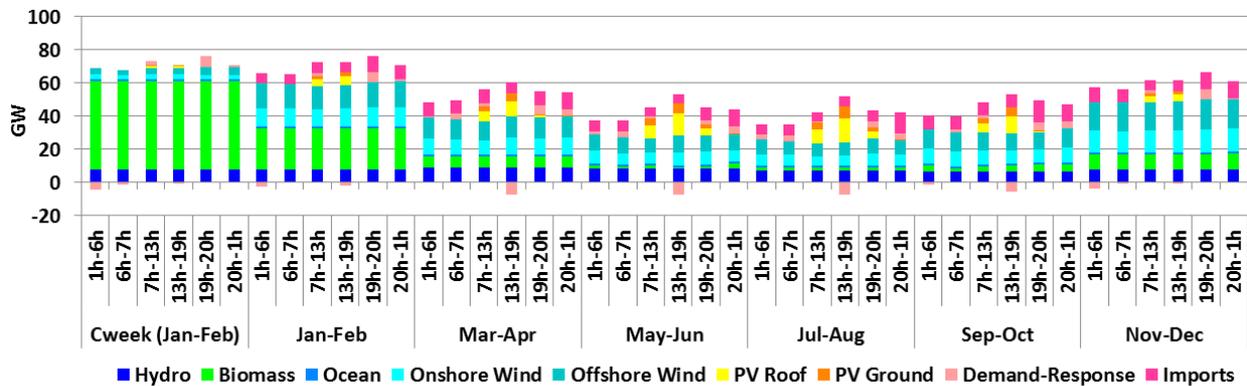


Figure A-151 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vEnR.3 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.<sup>λ</sup>

Il y a ensuite trois catégories de variantes conduisant à une moindre installation de centrales utilisant des combustibles issus de la biomasse :

- La variante sans semaine avec une faible production éolienne et photovoltaïque (variante vEnR.4) : puisque cette semaine est la raison principale expliquant la forte installation des moyens de production utilisant les combustibles issus de la biomasse, sa suppression réduit la capacité installée de ces centrales. La biomasse est alors essentiellement utilisée en hiver pour répondre à la forte demande mais également plus faiblement le reste de l'année (Figure A-152).
- Les variantes avec une faible demande (variantes vDem.3 et vDem.4) pour lesquelles le pic de consommation est proportionnellement moins élevé que dans le scénario 100% renouvelable de référence, nécessitant ainsi une moindre capacité pour répondre à la demande durant la semaine « Cweek ».
- Les variantes qui conduisent à une capacité disponible réduite durant l'ensemble des mois de janvier-février (variantes vEnR.2, vInt.1, vInt.2 et vInt.3)<sup>λ</sup>. Dans chacune de ces variantes il est nécessaire d'utiliser la biomasse durant ces mois-ci pour pouvoir répondre à la demande. Or le potentiel de la biomasse étant fortement limité dans l'ensemble des variantes (excepté la variante vEnR.3), il ne reste plus suffisamment de combustible biomasse pour produire l'électricité nécessaire pour répondre à la demande durant la semaine « Cweek ». Ainsi, le modèle n'a plus de raison d'installer une capacité importante de ces moyens de production (voir par exemple la courbe de production à 2050 de la variante vInt.1, Figure A-153). On remarque que le manque de production pour répondre à la demande (Figure A-146) est concomitant avec une moindre installation de capacité biomasse (Figure A-148).

<sup>λ</sup> Dans cette variante, la biomasse contribue à l'équilibre offre-demande non seulement durant la semaine « Cweek » mais également sur les mois hivernaux et inter-saisonniers, notamment en janvier-février.

<sup>λ</sup> Dans toutes ces variantes la production disponible n'est pas en mesure de répondre à la demande finale en électricité (Figure A-146).

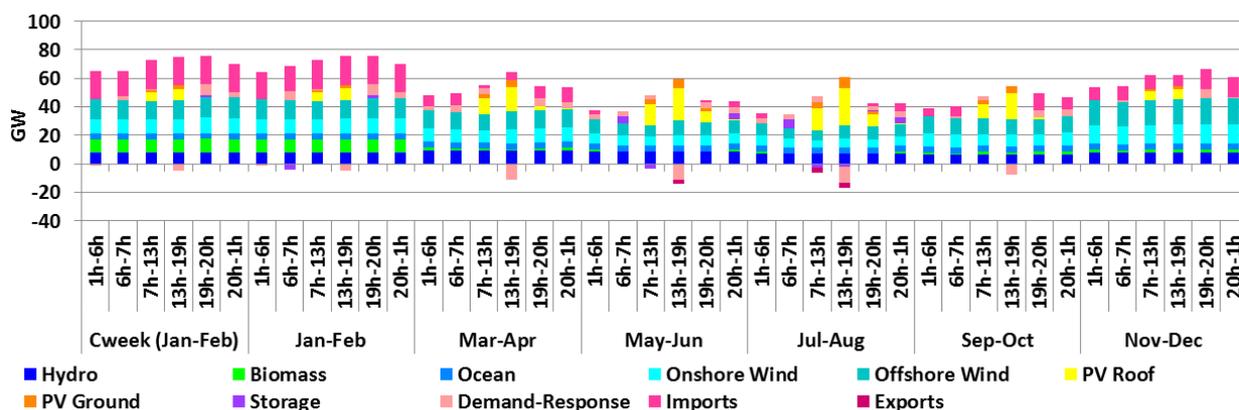


Figure A-152 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vEnR.4 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.<sup>λ</sup>

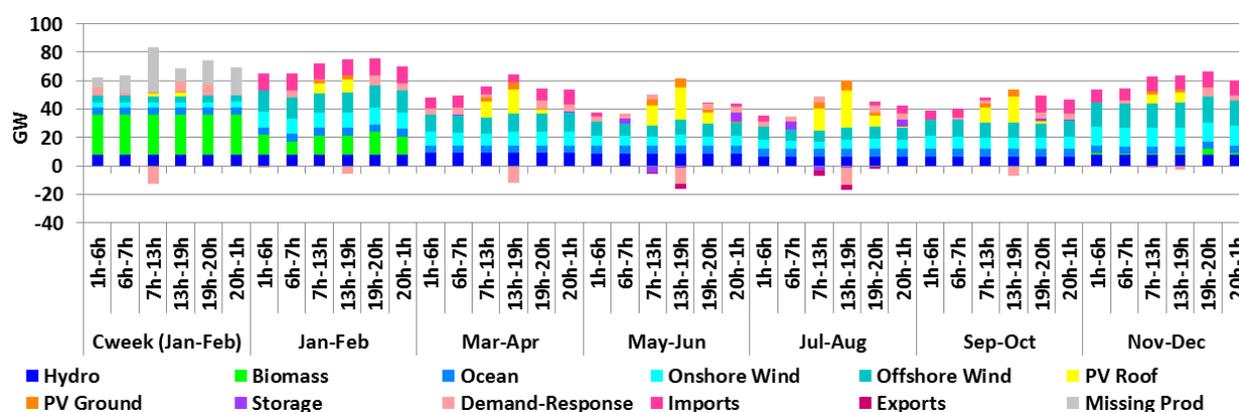


Figure A-153 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vInt.1 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.<sup>λ</sup>

Enfin, le stockage peut partiellement servir de variable d'ajustement entre les différents scénarios 100% renouvelable tant en termes de capacités installées, qu'en substitut à d'autres dispositifs apportant de la flexibilité au système électrique. La capacité installée du stockage est en effet nulle dans les variantes avec un plus fort potentiel renouvelable (variantes vEnR.1, vEnR.3, vEnR.5 et vInt.4), et dans celles avec une demande réduite (variantes vDem.3 et vDem.4), et jusqu'à 1,5 fois plus importantes que dans le scénario 100% renouvelable de référence dans un certain nombre de variantes. Les moyens de stockage peuvent se substituer à d'autres « flexibilités » (importations/exportations ou report de la demande), par exemple dans le scénario vDem.2 où il remplace partiellement l'optimisation de l'équilibre production – consommation réalisée par des technologies de modulation de la demande dans les autres scénarios (Figure A-154 : de l'électricité est stockée l'après-midi et utilisée le matin et le soir, sauf durant la semaine « Cweek » où elle est stockée durant la nuit et utilisée pour couvrir les pointes de consommation). Toutefois, cette substituabilité n'est que partielle du fait des potentiels limités de déploiement des technologies de stockage (chapitre 4, partie 4-A.2.), de leurs coûts (Tableau A-35) et de leur maturité plus faible que la plupart des moyens de production.

<sup>λ</sup> Les périodes « Cweek » et « Jan-Feb » sont similaires dans cette variante.

<sup>λ</sup> Dans cette variante, l'utilisation de biomasse durant la période « Jan-Feb » limite sa disponibilité durant la semaine « Cweek », réduisant la capacité biomasse installée et conduisant à un écart entre production et consommation durant cette semaine (nommée « Missing Prod » en gris clair sur la légende).

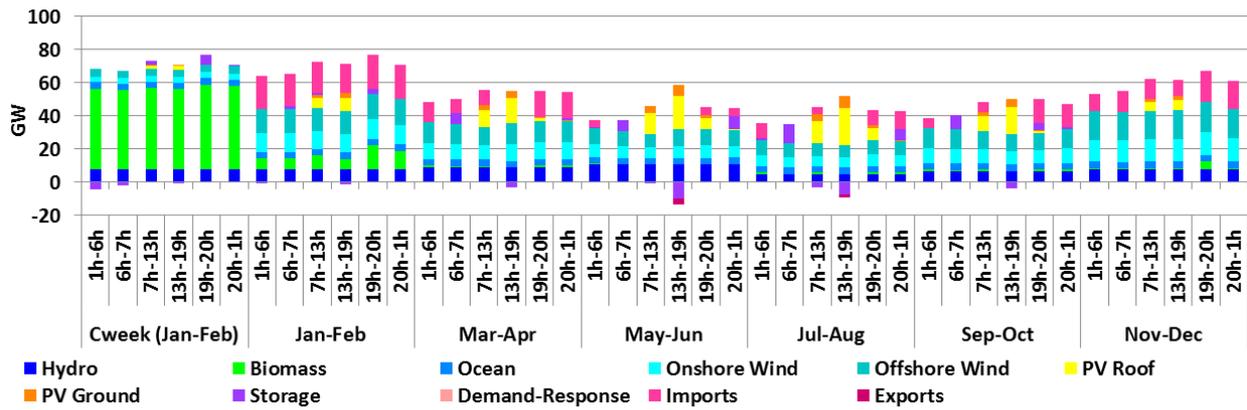


Figure A-154 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vDem.2 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.<sup>λ</sup>

#### A-4.2.d. Influence des hypothèses sur la valorisation du renouvelable variable

Le potentiel du renouvelable variable, sa distribution sur l'année, la possibilité d'exporter les surplus de production, ou encore les hypothèses de demande, ont tous une influence sur la quantité d'énergie éolienne et solaire non valorisée (Figure A-155).

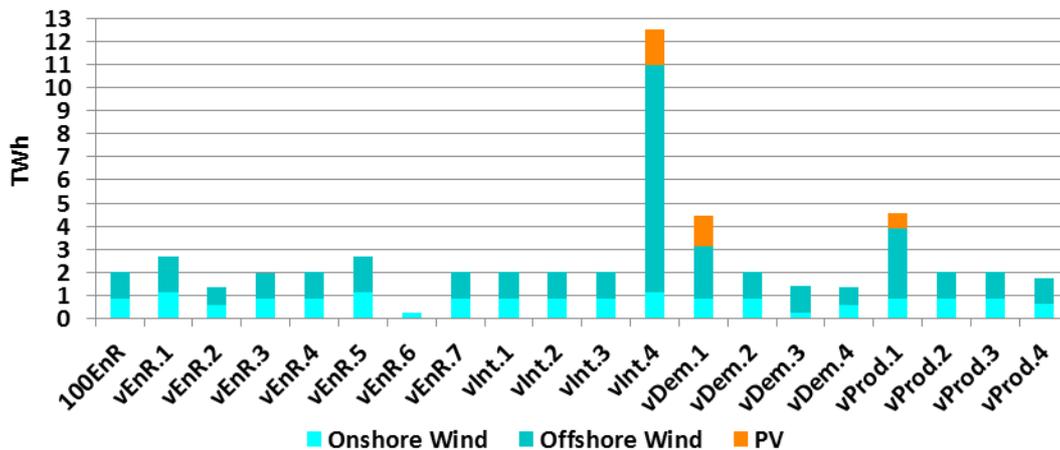
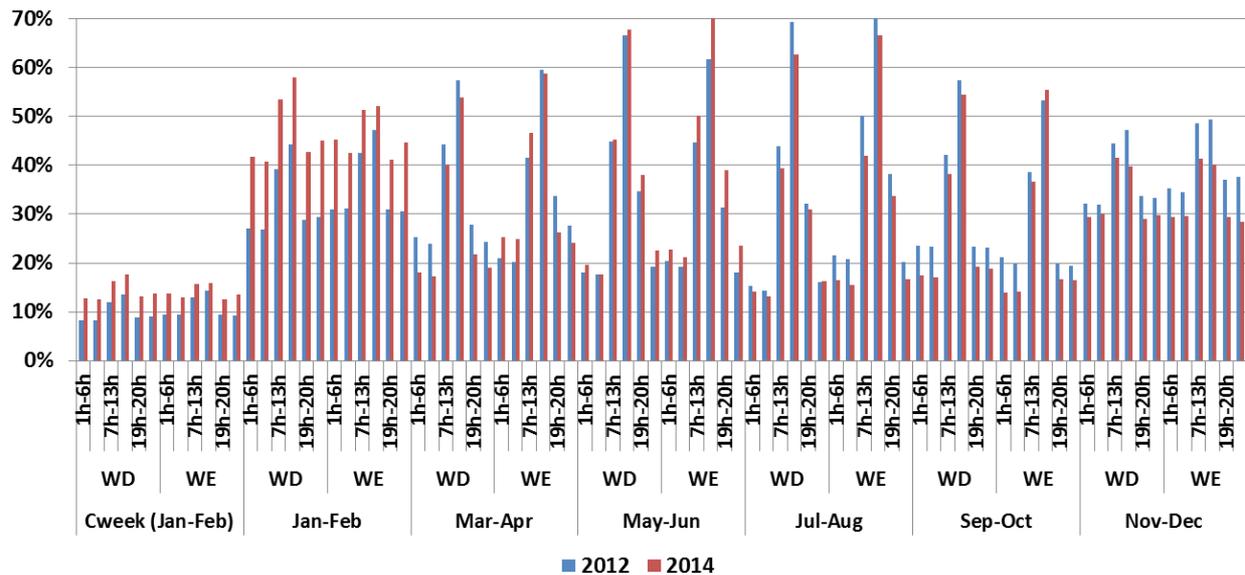


Figure A-155 : Écrêtage annuel de l'éolien et du photovoltaïque dans différents scénarios 100% renouvelable.

Lorsque le potentiel du renouvelable variable est augmenté (variantes vEnR.1 et vEnR.5), la part de l'éolien est plus élevée, atteignant près de 55% de la production en 2050 (Figure A-147). Un tiers de la production éolienne de plus que dans le scénario 100% renouvelable de référence ne peut alors être valorisée pour répondre à la demande (soit exactement le surplus de capacité éolienne installée dans cette variante). On trouve le résultat exactement opposé lorsque le potentiel renouvelable variable est réduit (variante vEnR.2). Le profil de production éolien et solaire correspondant à l'année 2014 et utilisé dans la variante vEnR.6, est plus favorable que celui correspondant à l'année 2012 et utilisé dans tous les autres scénarios. Le facteur de charge de l'éolien et du photovoltaïque y est plus élevé en hiver (janvier-février) lorsque la consommation est la plus forte, et plus faible en été (juillet-août), les mois où elle connaît un creux (Figure A-156). Ainsi, la capacité installée et le coût total de cette

<sup>λ</sup> Dans cette variante, l'utilisation du stockage se substitue partiellement à l'optimisation de la demande.

variante sont légèrement réduits par rapport au scénario 100% renouvelable de référence, grâce à une meilleure valorisation de la production éolienne et solaire.



**Figure A-156 : Somme des facteurs de charge instantanés de l'éolien terrestre et du photovoltaïque en prenant comme années de référence 2012 ou 2014.**

Un accroissement de la demande finale (variante vDem.1) conduit également à une moindre valorisation de la production éolienne et photovoltaïque. Puisque dans cette variante la consommation est constamment plus grande, le modèle tend à privilégier des moyens de production fonctionnant en base pour assurer l'équilibre offre – demande. Ainsi dans cette variante, 13 GW de centrale utilisant les énergies marines sont installées en 2050, produisant l'équivalent d'environ 5 GW toute l'année, contre un peu moins de 8 GW dans le scénario 100% renouvelable de référence, produisant seulement 3 GW. De plus, 2 GW de photovoltaïque supplémentaires sont installés afin de répondre à la demande plus forte dans cette variante. Au vu du facteur de charge élevé du photovoltaïque durant les journées estivales, une plus grande partie de la production ne peut être valorisée durant cette période. La Figure A-157 montre d'ailleurs que c'est seulement durant les jours de plus faible consommation des mois de mai à août, essentiellement durant l'après-midi, que de la production éolienne et photovoltaïque n'est pas valorisée. Notons que les interconnexions ne peuvent pas être utilisées à ce moment-là pour exporter l'électricité produite par le renouvelable variable car une partie importante de la production est alors réalisée en moyenne et basse tensions. Or, il n'est pas prévu que la production puisse transiter des niveaux de tension faibles vers les niveaux de tension élevés dans le modèle, et les exportations ont lieu en haute tension (chapitre 3, Figure 3-61).

Enfin, la comparaison des deux scénarios avec une forte production éolienne durant certains jours de novembre-décembre (variantes vEnR.5 et vInt.4) montre que sans possibilité d'exporter les surplus de production (variante vInt.4), le modèle est contraint ne pas valoriser une plus grande partie de la production éolienne et solaire. L'écrêtage a alors lieu principalement durant les moments de forte production éolienne, mais également l'été dans la variante sans exportation en 2050 (Figure A-158). L'écrêtage correspond effectivement aux périodes de l'année où les interconnexions sont utilisées pour valoriser les surplus de production dans la variante vEnR.5 (Figure A-159).

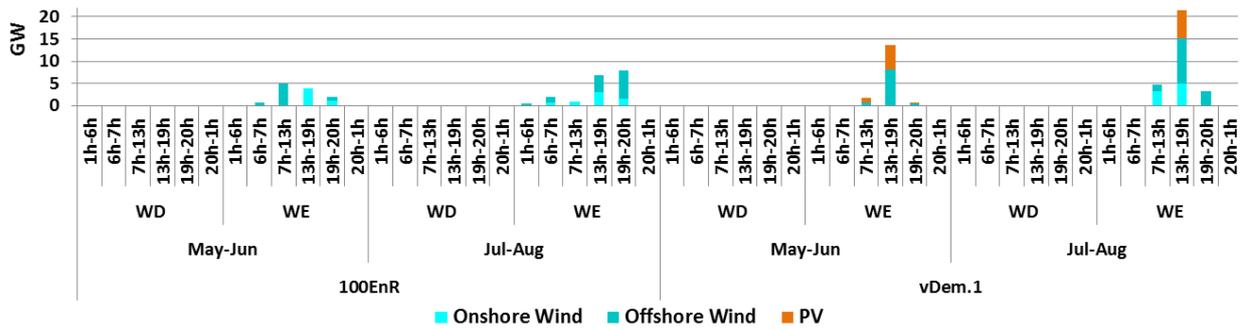


Figure A-157 : Ecrêtage de l'éolien et du photovoltaïque en 2050 durant les mois de mai à août dans le scénario 100% renouvelable de référence et dans la variante vDem.1.<sup>λ</sup>

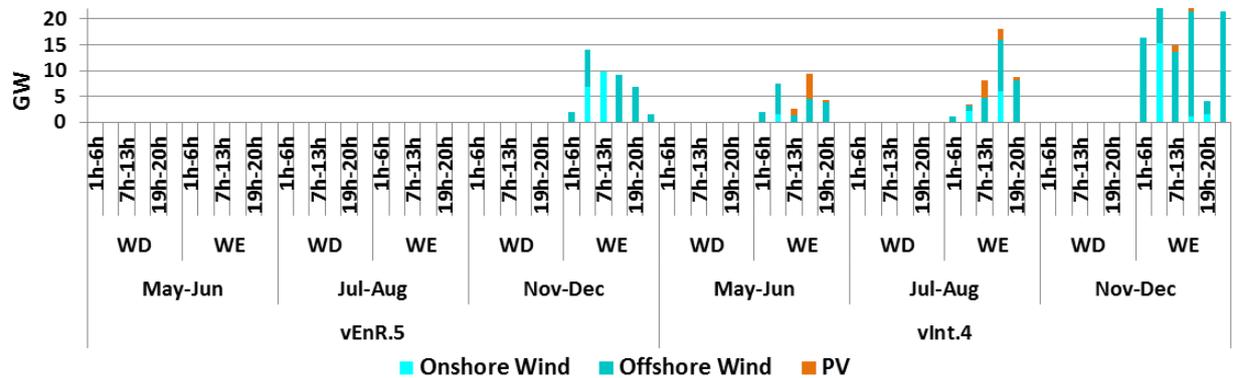


Figure A-158 : Ecrêtage de l'éolien et du photovoltaïque en 2050 durant les mois de mai à août, et les mois de novembre et décembre, dans les variantes vEnR.5 et vInt.4 du scénario 100% renouvelable.<sup>343</sup>

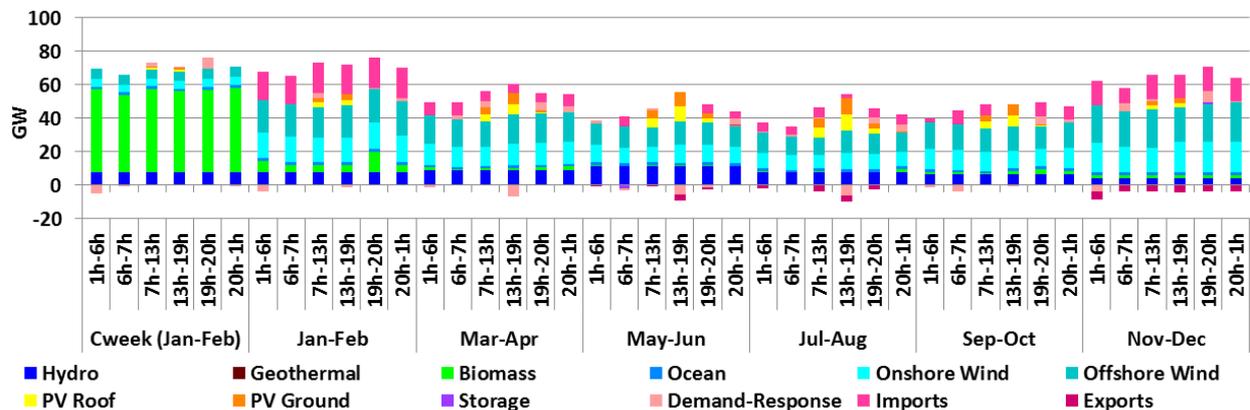


Figure A-159 : Courbe de production en France en 2050 dans la variante vEnR.5 du scénario 100% renouvelable, représentée sur 42 plages horaires.<sup>λ</sup>

<sup>λ</sup> Notons que les mois représentés sur cette figure sont les seuls qui nécessitent d'écrêter du renouvelable variable dans ces deux scénarios.

<sup>λ</sup> Les exportations ont lieu durant les mois de mai à août lorsque la production photovoltaïque est importante, ainsi qu'en novembre-décembre, lorsque la production éolienne est supposée plus élevée.

### A-4.3. *Evolutions contrastées de la répartition des importations/exportations et indicateur de synchronisme*

Tous les résultats sur l'évolution de la stabilité présentés dans le chapitre 4 (partie 4-C.3.) ont été obtenus à partir d'une hypothèse de conservation de la répartition des productions, consommations, importations et exportations (chapitre 3, partie 3-D.3.). Nous souhaitons également explorer d'autres jeux d'hypothèses sur la répartition des importations et des exportations, et étudier leurs impacts sur l'évolution de l'indicateur de synchronisme dans les différents scénarios de pénétration du renouvelable. En effet, les parcs de production d'électricité des pays voisins ne sont pas explicitement représentés dans le modèle TIMES-FR-ELC, bien que nous ayons montré (partie 4-B du chapitre 4 et annexe A-4.2.) que les hypothèses relatives aux interconnexions étaient cruciales pour l'atteinte d'objectifs ambitieux de pénétration du renouvelable dans le système électrique français. Il s'agit donc ici de mieux comprendre l'influence que pourraient avoir les choix énergétiques des pays voisins sur les possibilités d'intégration du renouvelable dans le système électrique français.

Pour cela nous proposons trois évolutions contrastées des importations et exportations selon leur provenance et leur destination (Figure A-160). Le scénario A, correspond à la conservation des échanges moyens observés depuis dix ans entre la France et ses voisins<sup>λ</sup>, en y additionnant les importations et exportations qui seront dues aux interconnexions actuellement en cours de construction, et supposées terminées aux alentours de 2020<sup>λ</sup>. C'est celui qui a été utilisé pour la partie 4-C.3. du chapitre 4. Dans les scénarios B et C, nous avons imaginé un développement des parcs de production européens ou bien concentré dans le sud de l'Europe (scénario B)<sup>λ</sup>, ou bien dans le nord de l'Europe (scénario C)<sup>λ</sup>.

Ces trois scénarios conduisent à différentes répartitions régionales des importations et exportations d'électricité (Figure A-161). Concernant les importations, la région Est a aujourd'hui un rôle largement prépondérant du fait des fortes importations depuis l'Allemagne. Le scénario B réduit considérablement ce rôle, faisant de la région Sud la première région importatrice (importations provenant d'Espagne), avec également un rôle accentué de la région Rhône (importations provenant d'Italie), et de la région Sud-ouest (importations provenant d'Espagne). Au contraire, la région Est reste fortement importatrice dans le scénario C, et les importations depuis le Royaume-Uni transitent via la Normandie et la région Nord. Concernant les exportations, la région Rhône est aujourd'hui à la première place des régions exportatrices (exportations à destination de Suisse et d'Italie), suivie de la région Est (exportations vers la Suisse, l'Allemagne et la Belgique), et de la région Nord (exportations vers la Belgique et le Royaume-Uni). Dans le scénario B, les exportations de la région Rhône sont réduites au profit de la région Est, la France exportant massivement vers l'Allemagne dans ce scénario. Dans le scénario C, c'est la région Nord qui exporte beaucoup moins, au profit des régions Sud et Sud-ouest, qui injectent de l'électricité en Espagne.

---

≙ Pour ce scénario, nous avons calculé la moyenne des importations et exportations provenant et à destination des différents pays frontaliers de la France entre 2005 et 2015.

≙ Dans la suite du manuscrit nous emploierons par abus de langage le terme « actuelles » pour désigner les importations et exportations dans le scénario A, bien qu'elles correspondent plutôt à une évolution légère de la situation actuelle qui intègre ces nouvelles interconnexions.

≙ Ce scénario peut correspondre à la réalisation d'un programme de type « Desertec » avec un déploiement conséquent de centrales solaires photovoltaïques mais également thermodynamiques au sud de l'Europe et en Afrique du Nord (German Aerospace Center (DLR) 2005; German Aerospace Center (DLR) 2006).

≙ Dans ce scénario, c'est plutôt l'éolien, notamment en mer, et les énergies marines qui sont le plus développées, particulièrement en mer du nord.

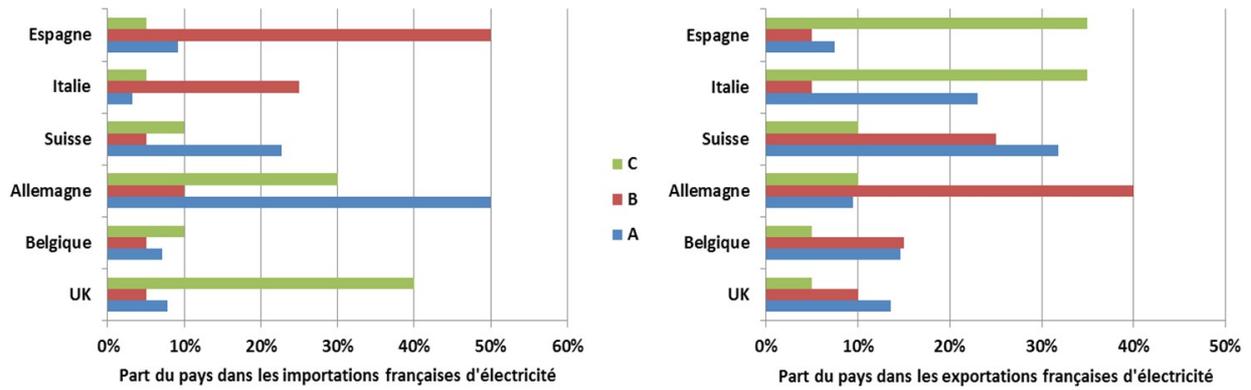


Figure A-160 : Part des pays frontaliers avec la France dans les importations et exportations d'électricité dans 3 scénarios A, B et C.<sup>λ</sup>

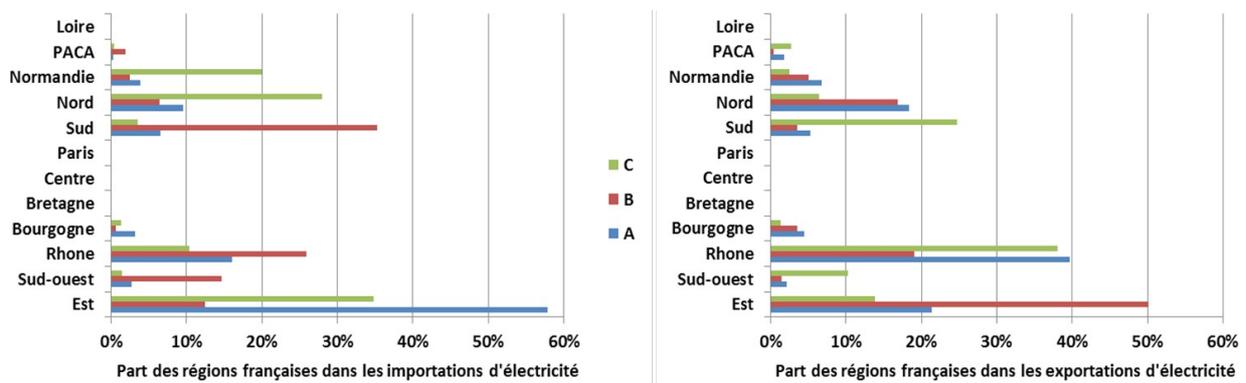


Figure A-161 : Part des régions françaises dans les importations et exportations d'électricité dans 3 scénarios de répartition A, B et C.

Parmi les scénarios étudiés, le scénario 100% renouvelable en 2050 est le seul où une différence notable est observée sur la valeur de l'indicateur de synchronisme lorsque la répartition des importations et exportations est modifiée (Figure A-162). L'indicateur de synchronisme y est alors souvent plus élevé dans les répartitions B et C que dans la répartition actuelle, avec une valeur encore plus grande dans la répartition B (Figure A-163).

<sup>λ</sup> Le scénario A correspond à la situation actuelle, le scénario B à une augmentation des flux d'électricité provenant du sud de l'Europe à destination du nord de l'Europe, et le scénario C, à l'inverse, à une augmentation des flux d'électricité provenant du nord de l'Europe et à destination du sud de l'Europe.

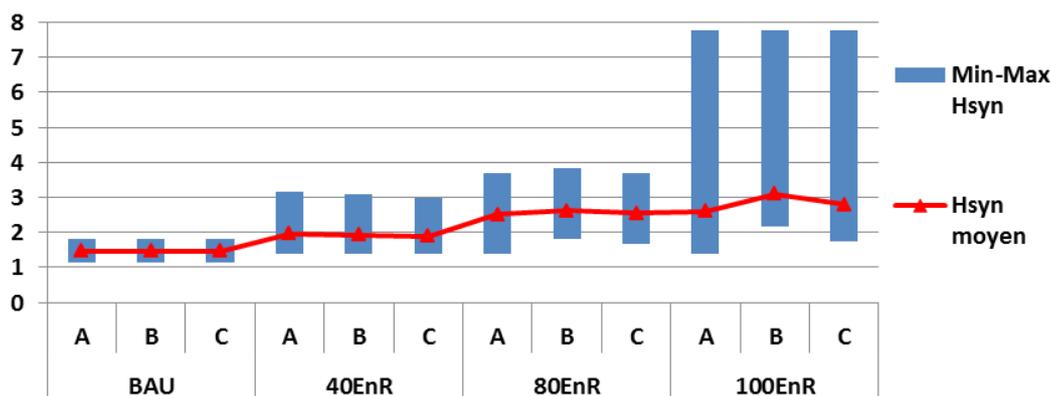


Figure A-162 : Valeurs minimale, maximale et moyenne de l'indicateur de synchronisme en 2050 dans le scénario BAU et dans différents scénarios de pénétration du renouvelable pour les trois scénarios de répartition des importations et exportations A, B et C.

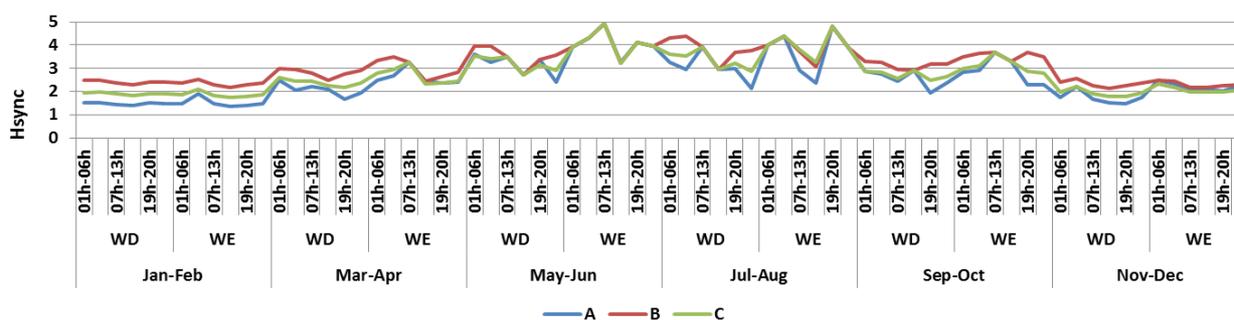


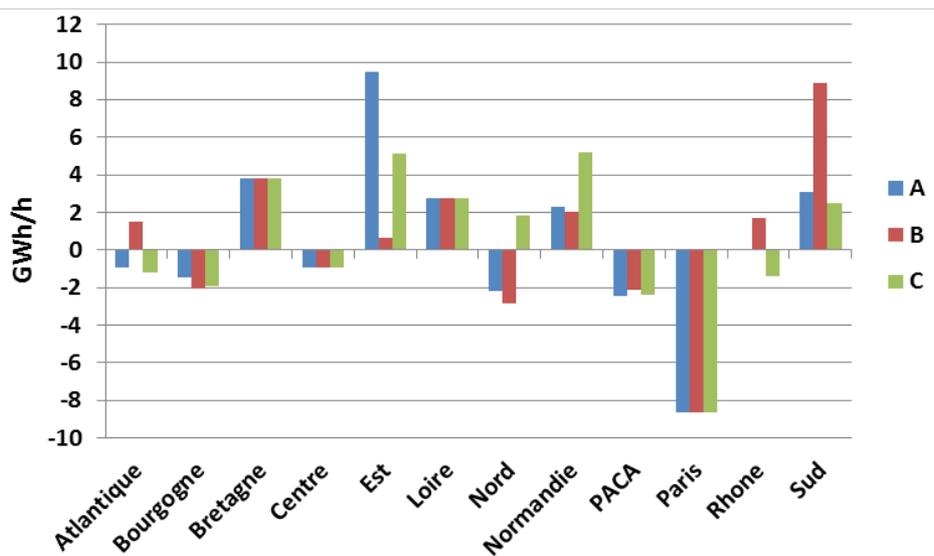
Figure A-163 : Indicateur de synchronisme du système électrique français en 2050 dans le scénario 100% renouvelable pour chaque plage horaire de chaque jour type représentée dans le modèle TIMES-FR-ELC<sup>λ</sup>, et pour 3 évolutions de la répartition des importations et exportations.

Examinons plus précisément deux situations : lorsque l'indicateur de synchronisme est strictement plus élevé dans la répartition B, par exemple en hiver, et lorsqu'il est identique dans toutes les répartitions, durant certaines plages horaires des mois estivaux, particulièrement les weekends, ou encore durant la semaine « Cweek » (non représentée sur la Figure A-163). Ce deuxième cas correspond à des périodes durant lesquelles il n'y a pas d'importation. Les scénarios de répartition A, B et C ne différenciant que par les hypothèses sur les importations et les exportations (et les exportations étant très faibles dans le scénario 100% renouvelable), il n'y aura pas, durant ces périodes, de différence dans le calcul de la répartition des productions nettes par région, et donc dans celui de l'indicateur de synchronisme.

Au contraire, en hiver, les importations sont fortes. La production nette de la région Est, très élevée dans la répartition actuelle (répartition A), est alors fortement réduite dans la répartition B, et dans une moindre mesure dans la répartition C. Or, à cette période de l'année, les échanges maximaux d'électricité entre régions ont lieu, au moins dans la répartition actuelle, entre la région Est, la plus productrice, et la région parisienne, la plus consommatrice (Figure A-164). Ce sont ces échanges importants d'électricité entre ces deux régions qui conduisent à la valeur relativement basse de l'indicateur de synchronisme en hiver. Dans la répartition C, c'est toujours la région Est, ainsi que la

<sup>λ</sup> L'indicateur de synchronisme étant strictement identique entre les 3 répartitions durant la semaine *Cweek*, nous n'avons pas représenté cette semaine afin de rendre le graphique plus lisible.

Normandie, qui sont les régions les plus productrices. Néanmoins elles produisent moins que la région Est dans la répartition A, réduisant d'autant les flux d'électricité devant transiter sur le réseau électrique. L'indicateur de synchronisme y est alors plus élevé. Dans la répartition B, la production de la région Est devient presque nulle : les importations d'électricité qui parviennent à cette région ne font que répondre à la consommation locale. Les échanges maximaux sont alors dus, dans cette répartition, à la forte production nette de la région Sud du fait des importations espagnoles. Mais cette région n'est connectée qu'à des régions également productrices (Atlantique, Rhône) ou faiblement consommatrices (Centre, PACA). Les échanges y sont donc moins conséquents que dans les autres répartitions, d'où un indicateur de synchronisme plus élevé.



**Figure A-164 : Production nette dans chacune des 12 régions françaises durant la plage horaire 7h-13h des jours ouvrés des mois de janvier-février, en 2050 dans le scénario 100% renouvelable pour les 3 répartitions A, B et C.**

Il peut sembler de prime abord étonnant qu'il n'y ait pas de distinction marquée entre les différentes répartitions dans le scénario BAU au vu des fortes exportations observées dans ce scénario (Figure 4-95, chapitre 4). C'est parce que dans ce scénario, les échanges maximaux d'électricité ont toujours lieu entre la région Centre, fortement productrice du fait de son important parc nucléaire, et la région parisienne, fortement consommatrice (Figure A-165). Or, ces régions ne sont pas limitrophes des pays voisins et n'ont pas d'interconnexion avec ces derniers. Elles ne sont donc pas sujettes aux hypothèses sur les importations et exportations.

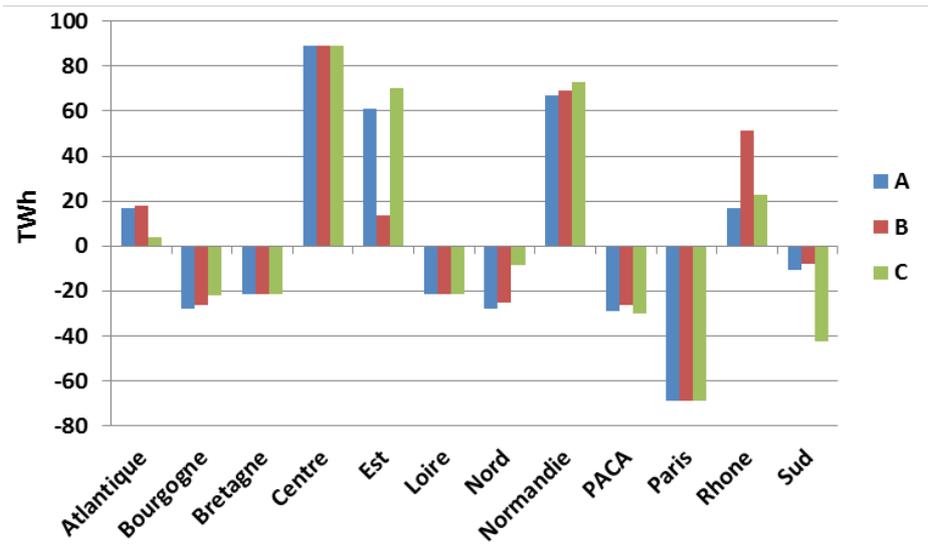


Figure A-165 : Production nette annuelle dans chacune des 12 régions françaises en 2050 dans le scénario BAU pour les 3 répartitions A, B et C.

## Bibliographie

- Aboumahboub, Tino, Katrin Schaber, Ulrich Wagner, et Thomas Hamacher. 2012. « On the CO<sub>2</sub> emissions of the global electricity supply sector and the influence of renewable power-modeling and optimization ». *Energy Policy* 42 (0): 297–314. doi:10.1016/j.enpol.2011.11.088.
- « ACCIONA Energía, pioneer in providing electric power system adjustment only using wind power ». 2016. mars 16. <http://www.acciona-energia.com/pressroom/news/2016/march/acciona-energia-pioneer-providing-electric-power-system-adjustment-only-using-wind-power/>.
- ADEME. 2013. « L'exercice de prospective de l'ADEME "Vision 2030-2050" ». Angers, France.
- AEMO. 2013. « Wind Turbines Plant Capabilities Report - 2013 Wind Integration Studies ».
- Aguet, Michel, et Michel Ianoz. 2001. *Traité d'électricité, Tome 22 - Haute tension*. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes.
- Aguet, Michel, et Jean-Jacques Morf. 1993. *Traité d'électricité, Tome 12 - Energie électrique*. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes.
- Anderson, P.M., et A.A. Fouad. 1977. *Power System Control and Stability*. The Iowa State University Press.
- Arenas, Alex, Albert Díaz-Guilera, Jurgen Kurths, Yamir Moreno, et Changsong Zhou. 2008. « Synchronization in complex networks ». *Physics Reports* 469 (3): 93–153. doi:10.1016/j.physrep.2008.09.002.
- Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité*. 2015.
- Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique*. 2008.
- Arrêté relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité*. 2007.
- Assoumou, Edi. 2006. « Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français ». Sophia-Antipolis, France: Ecole des Mines de Paris.
- Augé, Jean, et Claude Brunet. 1989. « Conduite d'un système de production-transport ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4100 (décembre).
- Becker, Sarah, Bethany A. Frew, Gorm B. Andresen, Timo Zeyer, Stefan Schramm, Martin Greiner, et Mark Z. Jacobson. 2014. « Features of a fully renewable US electricity system: Optimized mixes of wind and solar PV and transmission grid extensions ». *Energy* 72 (août): 443–58. doi:10.1016/j.energy.2014.05.067.
- Bell, William Paul, Phillip Wild, John Foster, et Michael Hewson. 2015. « Wind speed and electricity demand correlation analysis in the Australian National Electricity Market: Determining wind turbine generators' ability to meet electricity demand without energy storage ». *Economic Analysis and Policy, Energy*, 48 (décembre): 182–91. doi:10.1016/j.eap.2015.11.009.
- Benhmad, François, et Jacques Percebois. 2013. « Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité ». CREDEN, Faculté d'Economie de l'université de Montpellier.
- Berezinskiĭ, V. L. 1971. « Destruction of Long-range Order in One-dimensional and Two-dimensional Systems having a Continuous Symmetry Group I. Classical Systems ». *Soviet Journal of Experimental and Theoretical Physics* 32: 493.

- . 1972. « Destruction of Long-range Order in One-dimensional and Two-dimensional Systems Possessing a Continuous Symmetry Group. II. Quantum Systems ». *Soviet Journal of Experimental and Theoretical Physics* 34: 610.
- Bergen, Arthur R., et Vittal, Vijay. 2000. *Power Systems Analysis*. Second edition. Prentice Hall.
- Berger, Gaston. 1964. *Phénoménologie du temps et prospective*. Presses universitaires de France Vendôme, Impr. des P.U.F.
- Bertsch, Joachim, Christian Growitsch, Stefan Lorenczik, et Stephan Nagl. 2016. « Flexibility in Europe's power sector — An additional requirement or an automatic complement? » *Energy Economics, Energy Markets*, 53 (janvier): 118–31. doi:10.1016/j.eneco.2014.10.022.
- Blaabjerg, F., et K. Ma. 2013. « Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems ». *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 1 (3): 139–52. doi:10.1109/JESTPE.2013.2275978.
- Blanquet, François. 2013. « Impact de l'intégration des EnR sur les réseaux de distribution d'électricité ». Présentation ERDF présenté à Clubs Mines-Energie et Mines-Environnement et Développement Durable, décembre 5.
- « BMWi - Erneuerbare Energien - Startseite ». s. d. <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Home/home.html>.
- BOE.es - Documento BOE-A-2015-13875. 2015. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-13875](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-13875).
- Bornard, Pierre, Michel Pavard, et Georges Testud. 2005a. « Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4091 (août).
- . 2005b. « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4092 (août).
- Bouckaert, Stéphanie. 2013. « Contribution des Smart Grids à la transition énergétique: évaluation dans des scénarios long terme ». Sophia-Antipolis, France: Mines ParisTech.
- Bouckaert, Stéphanie, Vincent Mazauric, et Nadia Maïzi. 2014. « Expanding Renewable Energy by Implementing Demand Response ». *Energy Procedia*, International Conference on Applied Energy, ICAE2014, 61: 1844–47. doi:10.1016/j.egypro.2014.12.226.
- Bouckaert, Stéphanie, Pengbo Wang, Vincent Mazauric, et Nadia Maïzi. 2014. « Expanding Renewable Energy by Implementing Dynamic Support through Storage Technologies ». *Energy Procedia*, International Conference on Applied Energy, ICAE2014, 61: 2000–2003. doi:10.1016/j.egypro.2014.12.061.
- Bourbonnais, Régis, et Jan Horst Keppler. 2013. « Assessment of price elasticity of power demand in France (Estimation de l'élasticité prix de la demande électrique en France) ». Université Paris Dauphine, Paris, France.
- BP. 2016. « BP Statistical Review of World Energy - June 2015 ». [bp.com/statisticalreview](http://www.bp.com/statisticalreview). Consulté le mai 9. <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>.
- Briens, François. 2015. *La Décroissance au prisme de la modélisation prospective : Exploration macroéconomique d'une alternative paradigmatique*. Paris, ENMP.
- Brunet, Elsa. 2014. « Modélisation zonale du système électrique français et européen ». Thèse professionnelle.

- Budischak, Cory, DeAnna Sewell, Heather Thomson, Leon Mach, Dana E. Veron, et Willett Kempton. 2013. « Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time ». *Journal of Power Sources* 225 (mars): 60–74. doi:10.1016/j.jpowsour.2012.09.054.
- Carrive, Philippe. 1991. « Réseaux de distribution - Structure et planification ». *Techniques de l'ingénieur* TIB264DUO (D4210).
- CGDD. 2013. « Bilan énergétique de la France pour 2012 ». <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-bilan-energetique-de-la-France,5823.html>.
- Chatelain, Jean-Daniel. 1989. *Traité d'électricité, tome 10 - Machines électriques*. Lausanne: Presses polytechniques romandes.
- Chen, Haisheng, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, et Yulong Ding. 2009. « Progress in electrical energy storage system: A critical review ». *Progress in Natural Science* 19 (3): 291–312. doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- Commission de Régulation de l'Énergie. 2014a. « Renewable energies costs and profitability in France (Coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine) ». CRE, Paris, France.
- . 2014b. « Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel - Rapport 2013-2014 ».
- . 2016a. « Description générale - Réseaux publics d'électricité ». Consulté le mai 7. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/description-generale>.
- . 2016b. « Les Super grids ». Consulté le juillet 14. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=supergrids>.
- . 2016c. « Les zones insulaires / Introduction ». Consulté le mai 3. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=zonesinsulaires&action=imprimer>.
- . 2016d. « Réseaux publics d'électricité - Interconnexions ». Consulté le mai 31. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/interconnexions>.
- . 2016e. « Responsables d'équilibre ». Consulté le août 18. <http://www.cre.fr/operateurs/responsables-d-equilibre>.
- . 2016f. « Services système et mécanisme d'ajustement ». Consulté le juin 4. <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>.
- Commission Européenne. 2011. « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 ». *eur-lex.europa.eu*. mars 8. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX%3A52011DC0112>.
- . 2014a. « Communication de la commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions - Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 ». <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX:52014DC0015>.
- . 2014b. « Integration of Renewable Energy in Europe - Final Report ». 9011–700.
- Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), et Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEJET). 2013. « Rapport de la mission d'étude sur les énergies marines renouvelables ».

- Crassous, Renaud. 2008. « Modéliser le long terme dans un monde de second rang : application aux politiques climatiques ». Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l'Environnement (Agro ParisTech).
- Crawford, John David. 1994. « Amplitude Expansions for Instabilities in Populations of Globally-Coupled Oscillators ». *Journal of Statistical Physics* 74 (5–6): 1047–84. doi:10.1007/BF02188217.
- Czisch, Gregor, et Gregor Giebel. 2007. « Realisable Scenarios for a Future Electricity Supply based 100% on Renewable Energies ». In . Risø National Laboratory.
- Dalmedico, Amy Dahan, et Collectif. 2007. *Les modèles du futur : Changement climatique et scénarios économiques : enjeux scientifiques et politiques*. Paris: Editions La Découverte.
- Deane, J. P., G. Drayton, et B. P. Ó Gallachóir. 2014. « The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation ». *Applied Energy* 113 (janvier): 152–58. doi:10.1016/j.apenergy.2013.07.027.
- Deane, J. P., Francesco Gracceva, Alessandro Chiodi, Maurizio Gargiulo, et Brian P. Ó. Gallachóir. 2015. « Assessing power system security. A framework and a multi model approach ». *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 73 (décembre): 283–97. doi:10.1016/j.ijepes.2015.04.020.
- Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité*. 2007. 2007-1826.
- Décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité*. 2006. 2006-1170.
- Denholm, Paul, et Maureen Hand. 2011. « Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity ». *Energy Policy* 39 (3): 1817–30. doi:10.1016/j.enpol.2011.01.019.
- DGEMP, et DIDEME. 2003. « Coûts de référence de la production électrique ».
- — —. 2004. « Coûts de référence de la production électrique - Deuxième partie : moyens de production décentralisés ».
- Dietert, Helge. 2014. « Stability and bifurcation for the Kuramoto model ». *arXiv:1411.3752 [math]*, novembre. <http://arxiv.org/abs/1411.3752>.
- Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE*. 2009.
- Dörfler, F., et Francesco Bullo. 2013. « Kron Reduction of Graphs With Applications to Electrical Networks ». *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers* 60 (1): 150–63. doi:10.1109/TCSI.2012.2215780.
- Dörfler, Florian. 2013. « Dynamics and Control in Power Grids and Complex Oscillator Networks ». Santa Barbara: University of California. <http://control.ee.ethz.ch/index.cgi?page=publications&action=details&id=4926>.
- Drouineau, Mathilde. 2011. « Modélisation prospective et analyse socio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique ». Sophia-Antipolis, France: Mines ParisTech.

- Drouineau, Mathilde, Edi Assoumou, Vincent Mazaauric, et Nadia Maïzi. 2015. « Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island: Impacts on the future reliability of power supply ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 46 (juin): 120–28. doi:10.1016/j.rser.2015.02.024.
- Drouineau, Mathilde, Nadia Maïzi, et Vincent Mazaauric. 2014. « Impacts of intermittent sources on the quality of power supply: The key role of reliability indicators ». *Applied Energy* 116 (mars): 333–43. doi:10.1016/j.apenergy.2013.11.069.
- Dupriez, Franck-Yves. 2009. « Postes à haute et très haute tensions - Installations de conduite et de contrôle ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4576 (février).
- Dvorkin, Y., H. Pandžić, M. A. Ortega-Vazquez, et D. S. Kirschen. 2015. « A Hybrid Stochastic/Interval Approach to Transmission-Constrained Unit Commitment ». *IEEE Transactions on Power Systems* 30 (2): 621–31. doi:10.1109/TPWRS.2014.2331279.
- ECF. 2010. « Roadmap 2050 - A practical guide to a prosperous low-carbon Europe ». ECF.
- E-CUBE. 2013. « Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime ».
- EDF. 2016. « Sites de production et réseau ». *EDF Réunion*. janvier 6. <https://reunion.edf.fr/edf-a-la-reunion/les-engagements-d-edf-a-la-reunion/sites-de-production-et-reseau>.
- EDF - Direction Des Systèmes Energétiques Insulaires. 2015. « Systèmes Energétiques Insulaires - La Réunion. Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre / Demande d'Electricité ». <http://sei.edf.com/nos-engagements/bilans-previsionnels-offre-demande-47808.html>.
- Egerer, Jonas, et Wolf-Peter Schill. 2014. « Power System Transformation toward Renewables: Investment Scenarios for Germany ». Discussion Papers of DIW Berlin 1402. DIW Berlin, German Institute for Economic Research. <http://EconPapers.repec.org/RePEc:diw:diwwpp:dp1402>.
- Enea Consulting. 2012. « Le stockage d'énergie - Enjeux, solutions technique et opportunités de valorisation ». Paris, France. [www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/ENEA-Consulting-Le-Stockage-dEnergie.pdf](http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/ENEA-Consulting-Le-Stockage-dEnergie.pdf).
- Energies Réunion SPL, et Observatoire Energie Réunion. 2015. « Bilan énergétique - île de La Réunion 2014 ».
- Energy Information Administration (EIA). s. d. « Annual Energy Review ». [www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm](http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm).
- ENTSO-E. 2013. « ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing ». <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/Pages/default.aspx>.
- — —. 2016. « Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2014 ». Brussels, Belgium. <https://www.entsoe.eu/publications/statistics/yearly-statistics-and-adequacy-retrospect/Pages/default.aspx>.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (entsoe). s. d. « 10-Year Network Development Plan 2014 ». Brussels, Belgium.
- Eurostat. 2016. « Energy from renewable sources - Statistics Explained ». Consulté le mai 10. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy\\_from\\_renewable\\_sources](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_from_renewable_sources).
- EWEA. 2015. « Wind in power - 2014 European statistics ». <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2014.pdf>.

- Fairley, Peter. 2011. « Why Japan's Fragmented Grid Can't Cope ». *IEEE Spectrum: Technology, Engineering, and Science News*. avril 6. <http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/why-japans-fragmented-grid-cant-cope>.
- Farigoul, Sophie. 2016. « Objectifs de développement durable ». *Développement durable*. Consulté le septembre 21. <http://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/objectifs-de-developpement-durable/>.
- Faust Nzengue, Yvann. 2015. « Guide pratique d'implémentation de l'indicateur de fiabilité cinétique du système électrique dans le générateur de modèle TIMES ».
- FEDENE, et SNCU. 2014. « Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid - Restitution des statistiques portant sur l'année 2012 ».
- Fiedler, Miroslav. 1973. « Algebraic connectivity of graphs ». *Czechoslovak mathematical journal* 23 (2): 298–305.
- Filatrella, G., A. H. Nielsen, et N. F. Pedersen. 2008. « Analysis of a Power Grid Using a Kuramoto-like Model ». *The European Physical Journal B* 61 (4): 485–91. doi:10.1140/epjb/e2008-00098-8.
- Finon, Dominique, Christophe Defeuilley, et Frédéric Marty. 2013. « Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés de l'électricité ». *Economie & prévision*, n° 197–198 (juin): 81–104.
- Fishbone, Leslie G., et Harold Abilock. 1981a. « Markal, a Linear-Programming Model for Energy Systems Analysis: Technical Description of the Bnl Version ». *International Journal of Energy Research* 5 (4): 353–75. doi:10.1002/er.4440050406.
- . 1981b. « Markal, a Linear-Programming Model for Energy Systems Analysis: Technical Description of the Bnl Version ». *International Journal of Energy Research* 5 (4): 353–75. doi:10.1002/er.4440050406.
- Flocard, Hubert, et Jean-Pierre Pervès. 2012. « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest ». <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/intermittence-et-foisonnement/35-fparticles/1161-intermittence-et-foisonnement.html>.
- Fraisse, Jean-Luc, et Laurent Karsenti. 2014. « Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - Conditions d'intégration ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4241 (novembre).
- Fraundorfer, Karl, Hans Glavitsch, et Rainer Bacher. 2013. *Optimization in Planning and Operation of Electric Power Systems*. Springer Science & Business Media.
- « Fuel Cell Today, the leading authority on fuel cells ». s. d. <http://www.fuelcelltoday.com/>.
- GDF Suez, IFP, ADEME, ATEE, et AFGNV. 2009. « Etude Biogaz - Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant ».
- Geoffrey J. Blanford, et David Young. 2014. « A Clean Energy Standard Analysis with the US-REGEN Model ». *The Energy Journal* 35 (Special I). <http://ideas.repec.org/a/aen/journal/ej35-si1-08.html>.
- German Aerospace Center (DLR). 2005. « Concentrating solar power for the Mediterranean region ».
- . 2006. « Trans-Mediterranean Interconnection for concentrating solar power ».
- Groot, Koen. 2013. « European power utilities under pressure? How the electricity majors are dealing with the changing investment climate in the EU power sector ». Clingendael International Energy Programme (CIEP).
- Guerassimoff, Gilles, et Nadia Maizi. 2008. *Iles et énergie*. Presses des Mines.

- . 2012. *SMART GRIDS - Au-delà du concept, comment rendre les réseaux plus intelligents*. Presse des Mines.
- Hagspiel, S., C. Jägemann, D. Lindenberger, T. Brown, S. Cherevatskiy, et E. Tröster. 2014. « Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling ». *Energy* 66 (janvier): 654–66. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.025>.
- Haller, Markus, Sylvie Ludig, et Nico Bauer. 2012. « Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation ». *Energy Policy* 47 (août): 282–90. doi:10.1016/j.enpol.2012.04.069.
- Hare, Jean. 2005. « Moteurs et génératrices électriques ».
- Héritier, Michel. 2013. *Physique de la matière condensée: Des atomes froids aux supraconducteurs à haute température critique*. EDP Sciences.
- Hirth, Lion. 2015. « The Economics of Wind and Solar Variability ». <https://depositonce.tu-berlin.de/handle/11303/4588>.
- Hirth, Lion, Falko Ueckerdt, et Ottmar Edenhofer. 2015. « Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability ». *Renewable Energy* 74 (février): 925–39. doi:10.1016/j.renene.2014.08.065.
- Hughes, Thomas Parke. 1993. *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. JHU Press.
- Hugues, Paul. 2015. « Stratégies technologique et réglementaire de déploiement des filières bioénergies françaises ». Paris, ENMP.
- IEA. 2013a. « Technology Roadmap: Wind Energy - 2013 edition ». OECD/IEA, Paris, France.
- . 2013b. « World Energy Outlook 2013 ». OECD/IEA, Paris, France.
- . 2014a. « Energy Technology Perspectives 2014 - Harnessing Electricity's Potential ».
- . 2014b. « Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy - 2014 Edition ». OECD/IEA, Paris, France.
- . 2015a. « Energy policies of IEA countries - Spain ».
- . 2015b. « IEA Statistics - Key Trends in CO2 Emissions - Edition 2015 ».
- . 2015c. « Key World Energy Statistics 2015 ».
- . 2016. « Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems ».
- . 2016. « World Energy Outlook 2015 ». Studies. Consulté le septembre 22.
- IEA-ETSAP, et IRENA. 2015. « Renewable energy integration in power grids - Technology brief ». E15.
- IRENA. 2016. « Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes ». <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=1723>.
- Joncquel, Eric. 2005. « Transport d'énergie en courant continu à haute tension ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4761 (mai).
- Kalair, A., N. Abas, et N. Khan. 2016. « Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (juin): 1653–75. doi:10.1016/j.rser.2015.12.288.

- Kannan, Ramachandran, et Hal Turton. 2012. « A Long-Term Electricity Dispatch Model with the TIMES Framework ». *Environmental Modeling & Assessment* 18 (3): 325–43. doi:10.1007/s10666-012-9346-y.
- Koltsaklis, Nikolaos E., et Michael C. Georgiadis. 2015. « A multi-period, multi-regional generation expansion planning model incorporating unit commitment constraints ». *Applied Energy* 158 (novembre): 310–31. doi:10.1016/j.apenergy.2015.08.054.
- Komiyama, Ryoichi, et Yasumasa Fujii. 2014. « Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model ». *Energy Policy* 66 (mars): 73–89. doi:10.1016/j.enpol.2013.11.022.
- . 2015. « Long-term scenario analysis of nuclear energy and variable renewables in Japan's power generation mix considering flexible power resources ». *Energy Policy* 83 (août): 169–84. doi:10.1016/j.enpol.2015.04.005.
- Kosterlitz, J. M., et D. J. Thouless. 1973. « Ordering, metastability and phase transitions in two-dimensional systems ». *Journal of Physics C Solid State Physics* 6 (avril): 1181–1203. doi:10.1088/0022-3719/6/7/010.
- Krakowski, Vincent, Edi Assoumou, et Nadia Maïzi. 2015. « Enjeux d'une transition vers une production d'électricité 100% renouvelable en France ». *La Revue de l'Énergie*, n° n°627 (octobre).
- Krakowski, Vincent, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, et Nadia Maïzi. 2016. « Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis ». *Applied Energy* 171 (juin): 501–22. doi:10.1016/j.apenergy.2016.03.094.
- Krakowski, Vincent, Xiang Li, Vincent Mazauric, et Nadia Maïzi. 2016. « Power system synchronism in planning exercises: From Kuramoto lattice model to kinetic energy aggregation ». In . Beijing, China.
- Kron, G. 1939. *Tensor Analysis of Networks*. First Edition edition. John Wiley and Sons.
- Kundur, P., J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, et al. 2004. « Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions ». *IEEE Transactions on Power Systems* 19 (3): 1387–1401. doi:10.1109/TPWRS.2004.825981.
- Kuramoto, Y. 2012. *Chemical Oscillations, Waves, and Turbulence*. Springer Science & Business Media.
- Kuramoto, Yoshiki. 1975. « Self-Entrainment of a Population of Coupled Non-Linear Oscillators ». In *International Symposium on Mathematical Problems in Theoretical Physics*, édité par Prof Huzihiro Araki, 420–22. Lecture Notes in Physics 39. Springer Berlin Heidelberg. <http://link.springer.com/chapter/10.1007/BFb0013365>.
- Labis, Paulino E., Rey G. Visande, Reuel C. Pallugna, et Nolan D. Caliao. 2011. « The contribution of renewable distributed generation in mitigating carbon dioxide emissions ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9): 4891–96. doi:10.1016/j.rser.2011.07.064.
- Li, Xiang. 2016. « Long-term planning of high share of renewables on power system reliability: A space-analysis. » Mines ParisTech / Schneider Electric.
- Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité | Legifrance. 2000. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000750321&categorieLien=id>.
- Loi n° 2005-781. 2005.

Loi n° 2009-967. 2009. 2009-967.

Loi n° 2013-312. 2013. 2013-312.

Loi n° 2015-992. 2015. 2015-992.

Lokhov, A. 2011. « Suivi de charges dans les centrales nucléaires ». Agence pour l'Énergie Nucléaire.

Loulou, Richard, Gary Goldstein, Uwe Remme, Amit Kanudia, et Antti Lehtila. 2005. « Documentation for the TIMES Model ». ETSAP.

Loulou, Richard, et Antti Lehtila. 2012. « Stochastic programming and Tradeoff Analysis in Times ». ETSAP.

Ludig, Sylvie, Eva Schmid, Markus Haller, et Nico Bauer. 2015. « Assessment of transformation strategies for the German power sector under the uncertainty of demand development and technology availability ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 46 (juin): 143–56. doi:10.1016/j.rser.2015.02.044.

Maïzi, Nadia, et Edi Assoumou. 2011. « Scénarios prospectifs France à l'horizon 2050 ». Chaire ParisTech Modélisation Prospective au service du Développement Durable.

———. 2014. « Future prospects for nuclear power in France ». *Applied Energy*, décembre, Elsevier édition.

Maïzi, Nadia, Mathilde Drouineau, Vincent Mazauric, et Stephanie Bouckaert. 2014. Procédé d'estimation de la stabilité d'un système électrique. EP 2786320 A1, issued octobre 2014.

Maïzi, Nadia, Vincent Mazauric, Mathilde Drouineau, et Stephanie Bouckaert. 2013. Procédé d'estimation de la stabilité d'un système électrique. WO 2013079700 A1, issued juin 2013.

Maïzi, Nadia, Vincent Mazauric, Vincent Krakowski, Edi Assoumou, et Xiang Li. 2016. « Time reconciliation and space aggregation to shed light on the plausibility of long-term low carbon pathways for power system ». In . Oshawa, Canada.

Marquet, André, Clotilde Levillain, Alain Davriu, Séverine Laurent, et Philippe Jaud. 1998. « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4030 (mai).

Mazauric, V. G. 2004. « From thermostatics to Maxwell's equations: a variational approach of electromagnetism ». *IEEE Transactions on Magnetics* 40: 945–48.

Mazauric, Vincent. 2013. « Une approche variationnelle de l'électromagnétisme ».

Mazauric, Vincent, Mathilde Drouineau, et Loïc Rondot. 2010. « Assessing anomalous losses with dynamic hysteresis models ». *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics* 33 (1,2): 95–101. doi:10.3233/JAE-2010-1101.

Mazauric, Vincent, et Nadia Maïzi. 2007. « A Global Approach of Electromagnetism Dedicated to Further Long-Term Planning ». *PAMM* 7 (1): 2130003–4. doi:10.1002/pamm.200700210.

Mazauric, Vincent, Nadia Maïzi, et Philippe Wendling. 2006. « Dedicating electrical engineering to electromagnetic compatibility and energy efficiency ». In *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 1–5:1458-1463-NaN-4244-0177-1. Atlanta, United States. doi:10.1109/PSCE.2006.296516.

Menanteau, Philippe, Dominique Finon, et Marie-Laure Lamy. 2003. « Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy ». *Energy Policy* 31 (8): 799–812. doi:10.1016/S0301-4215(02)00133-7.

- Mermin, N. D., et H. Wagner. 1966. « Absence of Ferromagnetism or Antiferromagnetism in One- or Two-Dimensional Isotropic Heisenberg Models ». *Physical Review Letters* 17 (22): 1133–36. doi:10.1103/PhysRevLett.17.1133.
- Meslier, François, et Henri Persoz. 1989. « Réseaux de transport et d'interconnexion de l'énergie électrique - Développement et planification ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4070 (juin).
- Meyer, Bruno, Michel Jerosolimski, et Marc Stubbe. 1998. « Outils de simulation dynamique des réseaux électriques | », *Techniques de l'Ingénieur*, n° D4120 (novembre). <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/outils-de-simulation-dynamique-des-reseaux-electriques-d4120/>.
- Minaud, Antoine, Christophe Gaudin, et Laurent Karsenti. 2013. « Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks. Part 1: Impact of PV development in France and global analysis of considered alternatives to reinforcement. » In . Stockholm.
- Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. 1999. « Circulaire n° 68 du 22/02/99 relative au Programme EOLE 2005 et environnement », février 22. [http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/7959](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/7959).
- . 2016a. « Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération - Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer ». janvier 22. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l,12195.html>.
- . 2016b. *Décret n°2016-XX du XX relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie*. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Programmation-pluriannuelle-de-l.html>.
- . 2016. *Ségolène Royal présente le complément de rémunération : nouveau soutien pour les énergies renouvelables - Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer*. Consulté le mai 21. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Segolene-Royal-presente-le,44640.html>.
- Mohar, Bojan. 1992. « Laplace eigenvalues of graphs—a survey ». *Discrete Mathematics* 109 (1–3): 171–83. doi:10.1016/0012-365X(92)90288-Q.
- Monzon, P., et F. Paganini. 2005. « Global considerations on the Kuramoto model of sinusoidally coupled oscillators ». In *44th IEEE Conference on Decision and Control, 2005 and 2005 European Control Conference. CDC-ECC '05*, 3923–28. doi:10.1109/CDC.2005.1582774.
- Morren, Johan, Jan Pierik, et Sjoerd W. H. de Haan. 2006. « Inertial response of variable speed wind turbines ». *Electric Power Systems Research* 76 (11): 980–87. doi:10.1016/j.epr.2005.12.002.
- Nations Unies. 2016. « Rapport de la Conférence des Parties sur sa vingt et unième session, tenue à Paris du 30 novembre au 13 décembre 2015 ». FCCC/CP/2015/10/Add.1. Genève. [http://unfccc.int/documentation/documents/advanced\\_search/items/6911.php?preref=600008865](http://unfccc.int/documentation/documents/advanced_search/items/6911.php?preref=600008865).
- Nelson, James, Josiah Johnston, Ana Mileva, Matthias Fripp, Ian Hoffman, Autumn Petros-Good, Christian Blanco, et Daniel M. Kammen. 2012. « High-resolution modeling of the western North American power system demonstrates low-cost and low-carbon futures ». *Energy Policy* 43 (0): 436–47. doi:10.1016/j.enpol.2012.01.031.
- NREL. 2014. « Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps ». NREL/TP-5D00-60574.
- Observer, EDF, et Fondation Énergies pour le Monde. 2013. « Worldwide electricity production from renewable energy sources ».

- Onsager, Lars. 1944. « Crystal Statistics. I. A Two-Dimensional Model with an Order-Disorder Transition ». *Physical Review* 65 (3–4): 117–49. doi:10.1103/PhysRev.65.117.
- Palmintier, B., et M. Webster. 2011. « Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables ». In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7. doi:10.1109/PES.2011.6038963.
- Pandžić, H., Ting Qiu, et D. S. Kirschen. 2013. « Comparison of state-of-the-art transmission constrained unit commitment formulations ». In *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672719.
- Park, Sang Yong, Bo-Yeong Yun, Chang Yeol Yun, Duk Hee Lee, et Dong Gu Choi. 2016. « An analysis of the optimum renewable energy portfolio using the bottom–up model: Focusing on the electricity generation sector in South Korea ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53 (janvier): 319–29. doi:10.1016/j.rser.2015.08.029.
- Parlement Européen et Conseil. 2003a. *Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*. [https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=4CAF2A9CFE1868447BD0CAE521CBE1C.tpdila11v\\_2?cidTexte=JORFTEXT000000513113&categorieLien=id](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=4CAF2A9CFE1868447BD0CAE521CBE1C.tpdila11v_2?cidTexte=JORFTEXT000000513113&categorieLien=id).
- . 2003b. *Règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité*. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex:32003R1228>.
- . 2013. *Regulation (EU) N° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes*. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32013R0347>.
- . s. d. « Journal officiel L 140/2009, Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE ». <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ:L:2009:140:FULL&from=FR>.
- Pavella, Mania, Damien Ernst, et Daniel Ruiz-Vega. 2000. *Transient Stability of Power Systems - A Unified Approach to Assessment and Control*. Springer. <http://www.springer.com/gp/book/9780792379638>.
- Percebois, Jacques. 2014. « Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives ».
- Pesch, T., H.-J. Allelein, et J.-F. Hake. 2014. « Impacts of the Transformation of the German Energy System on the Transmission Grid ». *The European Physical Journal Special Topics*, juin, 1–15. doi:10.1140/epjst/e2014-02214-y.
- Pfenninger, Stefan, et James Keirstead. 2015. « Renewables, nuclear, or fossil fuels? Scenarios for Great Britain's power system considering costs, emissions and energy security ». *Applied Energy* 152 (août): 83–93. doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.102.
- Pina, André, Carlos A. Silva, et Paulo Ferrão. 2013. « High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables ». *Applied Energy* 112: 215–23. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.074.
- Poncelet, Kris, Erik Delarue, Daan Six, Jan Duerinck, et William D'haeseleer. 2016. « Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models ». *Applied Energy* 162 (janvier): 631–43. doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.100.

- Postic, Sébastien. 2015. « Modélisation prospective pour le secteur énergétique en Amérique du Sud - Application aux négociations climatiques internationales ». Paris, ENMP.
- Purchala, K., L. Meeus, D. Van Dommelen, et R. Belmans. 2005. « Usefulness of DC power flow for active power flow analysis ». In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 454–459 Vol. 1. doi:10.1109/PES.2005.1489581.
- Quan, Hao, Dipti Srinivasan, Ashwin M. Khambadkone, et Abbas Khosravi. 2015. « A computational framework for uncertainty integration in stochastic unit commitment with intermittent renewable energy sources ». *Applied Energy* 152 (août): 71–82. doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.103.
- Rasmussen, Morten Grud, Gorm Bruun Andresen, et Martin Greiner. 2012. « Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system ». *Energy Policy, Renewable Energy in China*, 51 (décembre): 642–51. doi:10.1016/j.enpol.2012.09.009.
- Rebours, Yann. 2008. « A Comprehensive Assessment of Markets for Frequency and Voltage Control Ancillary Services ». University of Manchester.
- REN21. 2014. « Renewables 2014 - Global Status Report ».
- . 2015. « Renewables 2015 - Global Status Report ». ISBN 978-3-9815934-7-1.
- . 2016. « Renewables 2016 - Global Status Report ». ISBN 978-3-9815934-7-1.
- Réseau de Transport d'Electricité. s. d. « Production d'électricité par filière ». <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.
- Rious, Vincent. 2013. « Effacement de consommation ». avril 19.
- Rodriguez, Rolando A., Sarah Becker, et Martin Greiner. 2015. « Cost-optimal design of a simplified, highly renewable pan-European electricity system ». *Energy* 83 (avril): 658–68. doi:10.1016/j.energy.2015.02.066.
- RTE. 2004. « Mémento de la sûreté du système électrique ». RTE.
- . 2012a. « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2012 ».
- . 2012b. « Schéma décennal 2012 de développement du réseau de transport d'électricité ». Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence, RTE, La Défense, France: RTE.
- . 2012c. « Accueil des énergies renouvelables sur le réseau : RTE se mobilise ». <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9597&mode=detail>.
- . 2013a. « Documentation Technique de Référence - Chapitre 4 - Contribution des utilisateurs aux performances du RPT - Article 4.1 - Réglage de Fréquence/Puissance ».
- . 2013b. « Bilan électrique 2012 ». [http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque\\_docs/vie\\_systeme/annuelles/Bilan\\_electrique/bilan\\_electrique\\_2013.PDF](http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/bilan_electrique_2013.PDF).
- . 2013c. « Actualisation du Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2013 ». Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence, RTE, La Défense, France.
- . 2014a. « Le Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande ». mai 29. <https://cpr.concerte.fr/node/33>.

- . 2014b. « Le Schéma décennal de développement du réseau ». mai 29. <https://cpr.concerte.fr/node/34>.
- . 2014c. « Forecast assessment of electricity supply-demand balance in France (Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2014) ». Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence, RTE, La Défense, France. [http://sciences.blogs.liberation.fr/files/rte-bp\\_2014\\_rte\\_complet\\_hd.pdf](http://sciences.blogs.liberation.fr/files/rte-bp_2014_rte_complet_hd.pdf).
- . 2014d. « Marché de l'électricité : le rôle structurant de RTE ». *RTE France*. septembre 15. <http://www.rte-france.com/fr/article/marche-de-l-electricite-le-role-structurant-de-rte>.
- . 2014e. « Eco2mix ». *RTE France*. octobre 1. <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.
- . 2015. « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité - édition 2015 ».
- . 2016a. « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité - édition 2016 ».
- . 2016b. « Statistiques de l'énergie électrique en France ». <http://www.rte-france.com/fr/article/statistiques-de-l-energie-electrique-en-france>.
- . 2016c. « Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie - NEBEF 2.1 ».
- . s. d. « Bilans électriques nationaux ». *RTE France*. <http://www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux>.
- . s. d. « Glossaire RTE ». [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/services\\_clients/determination\\_glossaire\\_p\\_op.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/determination_glossaire_p_op.jsp).
- . s. d. « Interconnexion sous-marine et souterraine France-Angleterre ». *RTE France*. <http://www.rte-france.com/fr/projet/interconnexion-sous-marine-et-souterraine-france-angleterre>.
- . 2016a. « RTE Customer's area - Static Grid Model ». Consulté le mai 2. [https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/indispos\\_caracteristiques\\_statiques.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/indispos_caracteristiques_statiques.jsp).
- . 2016b. « The longest underground interconnection for this power level (La liaison souterraine la plus longue du monde à ce niveau de puissance) ». *RTE & Vous - le MAG*. Consulté le février 26. [lemag.rte-et-vous.com/dossiers/la-liaison-souterraine-la-plus-longue-du-monde-ce-niveau-de-puissance](http://lemag.rte-et-vous.com/dossiers/la-liaison-souterraine-la-plus-longue-du-monde-ce-niveau-de-puissance).
- RTE, SER, ERDF, et Association des Distributeurs d'Electricité en France. 2014. « Panorama des énergies renouvelables 2013 ».
- . 2015. « Panorama des énergies renouvelables au 30 juin 2015 ».
- . 2016. « Panorama des énergies renouvelables 2015 ».
- Schlandt, Jakob. 2015. « Capacity markets around the world ». *Clean Energy Wire*. août 19. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/capacity-markets-around-world>.
- Schmid, Eva, et Brigitte Knopf. 2015. « Quantifying the long-term economic benefits of European electricity system integration ». *Energy Policy* 87 (décembre): 260–69. doi:10.1016/j.enpol.2015.09.026.
- Schrijver, Alexander. 1998. *Theory of Linear and Integer Programming*. Wiley.
- SER. 2010. « Etat des lieux du parc éolien français ».

- Shawhan, Daniel L. 2013. « Estimating the Long-Run Effects of Environmental Policies on the Electricity Grid: Prices, Investment, Demand Response and Resulting Carbon Dioxide Emissions », février.
- Shawhan, Daniel L., John T. Taber, Di Shi, Ray D. Zimmerman, Jubo Yan, Charles M. Marquet, Yingying Qi, et al. 2014. « Does a detailed model of the electricity grid matter? Estimating the impacts of the Regional Greenhouse Gas Initiative ». *Resource and Energy Economics* 36 (1): 191–207. doi:10.1016/j.reseneeco.2013.11.015.
- Slotine, Jean-Jacques E., et Weiping Li. 1991. *Applied Nonlinear Control*. Prentice Hall.
- Soliman, Soliman Abdel-hady, et Abdel-Aal Hassan Mantawy. 2016. *Modern Optimization Techniques with Applications*. Springer. Consulté le juin 15. <http://www.springer.com/br/book/9781461417514>.
- Souque, Daniel, Laurent Chatonnet, et Etienne Monnot. 2013. « Réglage de tension - Rôles, obligations et organisation du producteur pour les besoins du système électrique en France ». *Techniques de l'ingénieur*, n° D4096 (novembre).
- Spiecker, Stephan, et Christoph Weber. 2014. « The future of the European electricity system and the impact of fluctuating renewable energy – A scenario analysis ». *Energy Policy* 65 (février): 185–97. doi:10.1016/j.enpol.2013.10.032.
- Steinke, Florian, Philipp Wolfrum, et Clemens Hoffmann. 2013. « Grid vs. storage in a 100% renewable Europe ». *Renewable Energy* 50 (février): 826–32. doi:10.1016/j.renene.2012.07.044.
- Strogatz, Steven H. 2000. « From Kuramoto to Crawford: Exploring the Onset of Synchronization in Populations of Coupled Oscillators ». *Phys. D* 143 (1–4): 1–20. doi:10.1016/S0167-2789(00)00094-4.
- Tarroja, Brian, Amir AghaKouchak, et Scott Samuelsen. 2016. « Quantifying climate change impacts on hydropower generation and implications on electric grid greenhouse gas emissions and operation ». *Energy* 111 (septembre): 295–305. doi:10.1016/j.energy.2016.05.131.
- Teusch, Jonas, Arno Behrens, et Christian Egenhofer. 2012. « The Benefits of Investing in Electricity Transmission: Lessons from Northern Europe ». Centre for European Policy Studies. <https://www.ceps.eu/publications/benefits-investing-electricity-transmission-lessons-northern-europe>.
- Thurner, Paul W., Laura Mittermeier, et Helmut Küchenhoff. 2014. « How long does it take to build a nuclear power plant? A non-parametric event history approach with P-splines ». *Energy Policy* 70 (juillet): 163–71. doi:10.1016/j.enpol.2014.03.015.
- Tidball, Rick, Joel Bluestein, Nick Rodriguez, et Stu Knoke. 2010. « Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity generation technologies ». NREL/SR-6A20-48595. NREL.
- Tielens, Pieter, et Dirk Van Hertem. 2016. « The relevance of inertia in power systems ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55 (mars): 999–1009. doi:10.1016/j.rser.2015.11.016.
- Tigas, K., G. Giannakidis, J. Mantzaris, D. Lalas, N. Sakellariadis, C. Nakos, Y. Vougiouklakis, M. Theofilidi, E. Pyrgioti, et A. T. Alexandridis. 2015. « Wide scale penetration of renewable electricity in the Greek energy system in view of the European decarbonization targets for 2050 ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (février): 158–69. doi:10.1016/j.rser.2014.10.007.
- Torres, P. J. F., L. Ekonomou, et P. Karampelas. 2016. « The Correlation Between Renewable Generation and Electricity Demand: A Case Study of Portugal ». In *Electricity Distribution*,

- édité par Panagiotis Karampelas et Lambros Ekonomou, 119–51. *Energy Systems*. Springer Berlin Heidelberg. doi:10.1007/978-3-662-49434-9\_5.
- UFE. 2014. « L'évolution des prix de gros et des prix de détail de l'électricité ». <http://ufe-electricite.fr/publications/etudes/article/fiches-thematiques-liees-aux-6>.
- « Understanding variable output characteristics of wind power: variability and predictability ». 2016. Consulté le août 18. <http://www.wind-energy-the-facts.org/understanding-variable-output-characteristics-of-wind-power-variability-and-predictability.html>.
- Union for the Coordination of Transmission of Electricity. 2007. « System Disturbance on 4 November 2006 ».
- Van Cutsem, Thierry. 2014. « Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique - première partie ». Université de Liège - Département d'Electricité, Electronique et Informatique (Institut Montefiore). <http://www.montefiore.ulg.ac.be/~vct/elec0029/elec0029-1.pdf>.
- Vergnol, Arnaud. 2010. « Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : gestion des congestions locales ». Ecole Centrale de Lille. <http://www.theses.fr/2010ECLI0014>.
- Vittal, V., A. N. Michel, et A. A. Fouad. 1984. « Power System Transient Stability Analysis: Formulation as Nearly Hamiltonian Systems ». *Circuits, Systems and Signal Processing* 3 (1): 105–22. doi:10.1007/BF01600064.
- Vogel, Wolfram, et Philippe Vassilopoulos. 2015. *Assemblée nationale ~ Commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité*. <http://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-ceelectricite/14-15/c1415031.asp>.
- Weitemeyer, Stefan, David Kleinhans, Thomas Vogt, et Carsten Agert. 2015. « Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage ». *Renewable Energy* 75 (mars): 14–20. doi:10.1016/j.renene.2014.09.028.
- Welsch, Manuel, Paul Deane, Mark Howells, Brian Ó Gallachóir, Fionn Rogan, Morgan Bazilian, et Hans-Holger Rogner. 2014. « Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland ». *Applied Energy* 135 (décembre): 600–615. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.072.
- Widén, Joakim, Nicole Carpman, Valeria Castellucci, David Lingfors, Jon Olauson, Flore Remouit, Mikael Bergkvist, Mårten Grabbe, et Rafael Waters. 2015. « Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44 (avril): 356–75. doi:10.1016/j.rser.2014.12.019.
- Winfree, Arthur T. 1967. « Biological rhythms and the behavior of populations of coupled oscillators ». *Journal of Theoretical Biology* 16 (1): 15–42. doi:10.1016/0022-5193(67)90051-3.
- Yamin, H. Y. 2004. « Review on methods of generation scheduling in electric power systems ». *Electric Power Systems Research* 69 (2–3): 227–48. doi:10.1016/j.epsr.2003.10.002.
- Yang, Chi-Jen. 2016. « Pumped Hydroelectric Storage ». In *Storing Energy - with Special Reference to Renewable Energy Sources*. Elsevier. [www.duke.edu/~cy42/PHS.pdf](http://www.duke.edu/~cy42/PHS.pdf).
- Yekini Suberu, Mohammed, Mohd Wazir Mustafa, et Nouruddeen Bashir. 2014. « Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35 (juillet): 499–514. doi:10.1016/j.rser.2014.04.009.

Zhang, Ning, Zhaoguang Hu, Bo Shen, Shuping Dang, Jian Zhang, et Yuhui Zhou. 2016. « A source–grid–load coordinated power planning model considering the integration of wind power generation ». *Applied Energy* 168 (avril): 13–24. doi:10.1016/j.apenergy.2016.01.086.

Zhang, Qi, Benjamin C. McLellan, Tetsuo Tezuka, et Keiichi N. Ishihara. 2013. « An integrated model for long-term power generation planning toward future smart electricity systems ». *Applied Energy* 112 (décembre): 1424–37. doi:10.1016/j.apenergy.2013.03.073.

## Résumé

Les systèmes électriques évoluent actuellement vers l'intégration d'une production moins carbonée, éventuellement plus locale. Afin d'explorer les évolutions possibles de ces systèmes sur le long terme, l'exercice prospectif s'appuyant sur des modèles est un outil précieux. Cependant, pour être pertinent, il doit réconcilier des phénomènes spatiaux et temporels à des échelles variées. Ainsi, le fonctionnement du système électrique repose sur un équilibre offre – demande à chaque instant. Afin de corriger les fluctuations de la production ou de la consommation qui surviennent nécessairement, les gestionnaires de réseau mettent en place un certain nombre de régulations dont les durées d'activation sont de l'ordre de quelques secondes à quelques heures. A des échelles de temps encore plus fines le système électrique présente une robustesse interne : le réseau électrique crée un couplage électromagnétique entre les machines synchrones qui leur permet de mutualiser leur inertie respective. Cette inertie, qui constitue une réserve d'énergie cinétique, est instantanément disponible pour faire face aux fluctuations. Pour que les scénarios de long terme proposés ne soient pas en contradiction avec les exigences de robustesse du système électrique, qui permettront son opération, il est nécessaire que l'évaluation de cette robustesse soit intégrée à la modélisation prospective. Dans ce travail, nous proposons un indicateur, calculable au sein des études de prospective, qui évalue la stabilité d'un système électrique, c'est-à-dire son aptitude à revenir au synchronisme suite à une perturbation. Cet indicateur repose sur une description agrégée du réseau de transport et traduit le couplage électromagnétique apporté par le réseau. Associé au modèle bottom-up de la famille MARKAL/TIMES décrivant le système électrique français, cet indicateur de synchronisme et un indicateur quantifiant la réserve cinétique disponible, nous permet d'évaluer les conséquences de la pénétration du renouvelable, notamment sur la robustesse du système électrique.

## Mots Clés

Système électrique, Energie renouvelable, Modélisation prospective, Stabilité, Kuramoto

## Abstract

Power systems are currently facing several issues in order to evolve and integrate less carbon-heavy, and potentially more local, production. Prospective model-based analysis is a precious tool for exploring the possible long-term developments of these systems and comparing their advantages and disadvantages. However, to ensure relevance, it is important to reconcile the spatial and temporal phenomena that occur at various scales. Power system management depends on constantly maintaining a complex supply-demand balance. Meeting this challenge requires anticipating demand variations and power plant availability, combined with regulation systems to resolve remaining discrepancies. These regulations are activated in from a few seconds up to several hours. On shorter timescales, power systems show inherent robustness: the power grid creates an electromagnetic coupling between synchronous machines allowing them to share their inertia. This inertia, which takes the form of kinetic energy, is instantaneously available to face natural demand or supply fluctuations. To ensure that proposed long-term scenarios are consistent with the robustness requirements of power systems, which enable their management, this robustness must be assessed using prospective modeling. In this work, we propose an indicator, calculable within prospective studies, which assesses power system stability, namely its ability to return to synchronism after a perturbation. This indicator is based on an aggregated description of the transportation power grid and describes the electromagnetic coupling brought by the power grid. When combined with a bottom-up model from the MARKAL/TIMES family describing the French power system, this synchronism indicator, along with another indicator quantifying the available kinetic reserve, enables us to assess the consequences of renewable penetration, especially in terms of power system robustness.

## Keywords

Power system, Renewable energy, Energy Prospective, Transient stability, Kuramoto