

Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique

Mathilde Drouineau

▶ **To cite this version:**

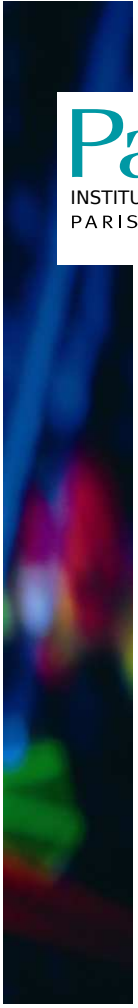
Mathilde Drouineau. Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique. Energie électrique. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2011. Français. NNT : 2011ENMP0104 . pastel-00731894

HAL Id: pastel-00731894
https://pastel.hal.science/pastel-00731894

Submitted on 13 Sep 2012

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.



ParisTech
INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES
PARIS INSTITUTE OF TECHNOLOGY

MINES ParisTech

École doctorale n°84

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité « Contrôle, Optimisation, Prospective »

présentée et soutenue publiquement par

Mathilde DROUINEAU

le 2 décembre 2011

Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique

Thèse dirigée par : **M^me^ Nadia MAÏZI**
et co-dirigée par : **M. Vincent MAZAURIC**

Jury

M. Yves MARÉCHAL, Professeur, Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble, Grenoble INP	Rapporteur
M. Yves SMEERS, Professeur, CORE, Université Catholique de Louvain	Rapporteur
M. André ESTERMANN, Market Development & Process Design, 50Hertz Transmission	Examinateur
M. Frédéric VERDOL, Power Engineer, Sustainable Development Dpt., Banque Mondiale	Examinateur
M^me^ Nadia MAÏZI, Professeur, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech	Examinatrice
M. Vincent MAZAURIC, Docteur, Strategy & Innovation, Schneider Electric	Examinateur
M. Michel BARRAULT, Docteur, ex-Directeur Scientifique de Schneider Electric	Invité

T H È S E

MINES ParisTech
Centre de Mathématiques Appliquées
Rue Claude Daunesse B.P. 207, 06904 Sophia Antipolis Cedex, France

À ma famille et mes amis

≈≈ merci ≈≈

Cette aventure a paradoxalement démarré au moment où je croyais échapper à mon destin de future thésarde. C'est en effet en postulant au mastère spécialisé OSE, dont l'obtention devait m'ouvrir les portes d'une carrière d'ingénieur, que Gilles Guerassimoff et Nadia Maïzi m'ont proposé d'effectuer un stage encadré par Vincent Mazauric. Cette expérience m'a donné le goût de poursuivre dans cette voie et leurs conseils m'ont finalement décidée, merci.

Je remercie sincèrement Nadia Maïzi et Vincent Mazauric d'avoir dirigé ce travail. Leurs compétences scientifiques, la vision croisée et complémentaire qu'ils portent aux défis du secteur électrique, leur disponibilité pendant les virages difficiles, en particulier les derniers, ainsi que leur soutien constant ont été déterminants dans la réussite de ce projet. Je les remercie notamment de m'avoir fait confiance et de l'assurance que j'ai acquise à leur contact.

Je remercie les membres du jury de l'intérêt qu'ils portent à mes travaux. Merci à Yves Smeers et Yves Maréchal de m'avoir fait l'honneur d'en être les rapporteurs, de leur examen minutieux du manuscrit et de leurs encouragements. Je remercie à nouveau Yves Smeers d'avoir présidé le jury. Merci à Frédéric Verdol pour ses conseils concernant l'étude du système électrique de l'île de La Réunion et André Estermann pour le temps passé à examiner ce manuscrit en français. Je remercie enfin Michel Barrault d'avoir régulièrement suivi l'évolution de ces travaux et d'en avoir été un contradicteur avisé.

Pour l'étude de La Réunion, merci à Pascal Rioual de son aide et à Franck Al Shakarchi, Jean-Louis Barbet, Philippe Beutin, Serge Borchiellini, Roselyne Duval, Patrick Galbois, Richard Hoarau, Thierry Kuna, Pascal Langeron, Bernard Mas, Yannick Melle et Philippe Tiaf de leur accueil si chaleureux et instructif en novembre 2009.

Merci à Bob Bellini, Stéphanie Bouckaert et Sandrine Selosse pour leur relecture minutieuse de versions plus ou moins achevées et digestes de ce manuscrit, ainsi qu'à Prisca Randimbivololona pour son talent et sa contribution aux intermèdes humoristiques. Merci aussi à Maxime Deschâtres de m'avoir indiqué la piste des données de l'annexe D.

J'ai eu la chance d'effectuer ma thèse au Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) de l'école des Mines de Paris, où j'ai passé quatre belles années. Merci à Jean-Paul Marmorat de m'avoir laissé abuser de sa patience pour décortiquer à fond le fonctionnement du circuit

à une maille. Merci à Edi Assoumou et Gilles Guerassimoff pour leur support technique et amical indispensable. Je remercie de tout cœur Johann Thomas et Sandrine Selosse qui ont été bien plus que des collègues : merci pour vos encouragements précieux et les bonnes étapes de ravitaillement pendant la thèse. Merci à Jean-Charles Bonin, Marc Bordier et Valérie Roy pour nos nombreux échanges qui m'ont toujours apporté. Merci aussi à Nicklas Forsell qui, en tant que Suèdois m'a donné tant de fois l'occasion de chanter ABBA, ainsi que pour sa bonne humeur et ses conseils. Parmi les joyeux lurons du CMA, je remercie en particulier Josiane Bedos, membre émérite, et Dominique Micollier pour les nombreux moments conviviaux organisés ensemble. Merci également à Catherine Auguet-Chadaj, la petite dernière, d'avoir suivi de près les dernières heures de rédaction de l'été 2011. Je renouvelle enfin mes remerciements à Nadia Maïzi, en sa qualité de directrice du centre, pour m'avoir accueillie dans de si bonnes conditions au CMA.

Je n'oublie pas non plus les thésards du CMA. Aux aînés avec qui j'ai fait un petit bout de chemin, Jan Neering et Lionel Daniel, à ceux qui ont partagé ma foulée, Jean-Michel Cayla, Christian Fischer, Gondia Seck et Salma Zouaoui-Elloumi, aux suivants à qui je souhaite bonne route, Ahmadou Thiam, Aurélie Dubreuil, Stéphanie Bouckaert, Paul Hugues, François Briens et Vincent Krakowski (...) : merci à tous pour votre compagnie réconfortante et les bons moments de détente, parfois propres au bureau E209 (ce serait trop long de les citer...) ou passés avec les uns et les autres (idem...).

Je remercie très sincèrement tous mes amis : sans eux à mes côtés, de près ou de loin, pendant la thèse et aux étapes qui l'ont précédée, je n'en serai pas là. Je salue en particulier le club des nageurs de Lutèce, Guillaume Dosser, Grégory Puaux, Benjamin Rivaux et Sylvain Rousselot, et ses membres associés, Cécile Cridelich, Gaëlle Levy, Anne-Solène Malidin, Sandrine Selosse, Lætitia Tazi et Johann Thomas. Notre petit groupe, ses pique-niques sur la plage, ses sorties randonnées et tout le reste, ont été très propices à la qualité des moments extra-scolaires sur la Côte d'Azur : merci. Pour leurs encouragements réguliers pendant cette aventure, je remercie aussi Sabine Philippe et Franck Bourry, Brice Gabrielle, Céline et Louis-Marie Mouton ainsi que tous les autres.

Je souhaite également remercier ma famille qui me supporte, *aux sens français et anglo-saxon du terme*, depuis tant d'années... Merci en particulier aux ABBA girls, Adeline et Florence Drouineau et Anne-Laure Fèvre, pour les cartes postales hebdomadaires reçues pendant la longue période de rédaction. Merci aussi à mes frères et sœur, Gabrielle Dubé, Grégoire et Thierry Drouineau, pour les nombreux coups de fil pendant cette même période et pour leurs exemples de persévérance qui ont été pour moi des sources d'inspiration, merci aussi à leurs familles pour leur accueil toujours chaleureux. Enfin, je remercie du fond du cœur mes parents, Geneviève et Jacques Drouineau, qui savent m'encourager dans les moments d'hésitation ou de doute et se réjouir avec moi de mes petites et grandes victoires.

Merci à tous les courageux venus m'encourager le jour de la soutenance : c'était un réel plaisir de vous avoir à mes côtés ! ! Un merci particulier à la plus jeune auditrice, Adélaïde Drouineau, pour sa patience pendant l'exposé et son aide précieuse pendant le pot !

Enfin, je persiste et signe : merci à Florence Foresti pour ses sketchs sans lesquels le printemps 2010 aurait peut-être été un cap difficile à passer ... si ça s'trouve. ;-)

Table des matières

Table des matières **v**

Introduction **1**

1 La production d'électricité : un futur sous tension **5**
1.1 État des lieux 7
1.1.1 Une place importante dans les systèmes énergétiques 7
1.1.2 Des caractéristiques de production inadaptées aux enjeux de long terme 8
1.1.3 Une organisation centralisée 10
1.2 Les défis technologiques de la future production d'électricité 12
1.2.1 Les scénarios de l'AIE misent sur des ruptures technologiques 13
1.2.2 L'émergence de nouveaux schémas de production 15
1.3 Les outils des réflexions énergétiques de long terme 19
1.3.1 Les exercices de planification électrique 19
1.3.2 La prospective énergétique 21
1.4 Modélisation prospective avec TIMES 24
1.4.1 Principe de fonctionnement 24
1.4.2 Caractéristiques générales 25
1.4.3 Le problème général d'optimisation 26
1.5 Fiabilité des systèmes électriques 33
1.5.1 Dégradation de la sûreté électrique 33
1.5.2 Réglages et services système 36
1.5.3 Méthodes actuelles pour évaluer la fiabilité 40
1.5.4 Limites de ces méthodes 43

2 Importance des *réserves* magnétique et cinétique pour évaluer la fiabilité **47**
2.1 Vers une représentation agrégée des systèmes électriques 48
2.1.1 Approche thermodynamique de l'électromagnétisme 49

2.1.2 Hypothèse d'évolution réversible 50
2.1.3 Bilan de puissances 53
2.1.4 Application à un système électrique 55
2.1.5 Arbitrage entre pertes et niveau de fiabilité 59
2.2 Circuit équivalent à une maille 61
2.2.1 Description des éléments agrégés 61
2.2.2 Puissances échangées en régime stationnaire 72
2.2.3 Évaluation des stocks d'énergies magnétique et cinétique 75
2.2.4 Application numérique 80
2.3 Élaboration de deux indicateurs nécessaires à la fiabilité 93
2.3.1 Chute de fréquence en fonction du stock d'énergie cinétique 94
2.3.2 Chute de tension en fonction du stock d'énergie magnétique 97
2.3.3 Importance des deux indicateurs 102
2.3.4 Extrapolation à un système réel 103

3 La fiabilité oriente-elle les futurs choix énergétiques ? 109
3.1 Modélisation prospective du secteur électrique de La Réunion 110
3.1.1 Système électrique actuel 111
3.1.2 Déterminants de la production d'électricité future 114
3.1.3 Élaboration de scénarios contrastés 123
3.2 Résultats et discussion 126
3.2.1 Évolution du système électrique réunionnais 126
3.2.2 Fiabilité à l'horizon 2030 135
3.3 Zoom sur l'intégration de la production intermittente 148
3.3.1 Place de la production intermittente 148
3.3.2 Scénarios alternatifs respectant la *règle des 30 %* 149
3.3.3 Restauration de la fiabilité du système 152

Conclusion 157

A Liste des principaux acronymes 161

B Nombres complexes 163

C Analyse du circuit à une maille 171
C.1 Dimensionnement 171
C.2 Étude complémentaire du régime stationnaire 178

D Caractéristiques techniques des moyens de production 181

Bibliographie **185**

Introduction

L'électricité est un vecteur privilégié d'énergie à la croisée entre les énergies primaires nécessaires à sa production et la multiplicité des usages finaux, ce qui lui confère aujourd'hui une place centrale dans les systèmes énergétiques. La facilité de la conversion et du transport de l'électricité promet un bel avenir à ce secteur, en continuité avec les tendances de croissance passées. La croissance de ce secteur sera en effet tirée par l'électrification des pays en développement, le renouvellement du parc de production des pays développés et la densification de la population. Ainsi, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) anticipe que les investissements dans ce secteur seront élevés dans les prochaines décennies : le niveau de production et les capacités installées devraient pratiquement doubler d'ici 2030 (16 428 TWh en 2007 et 28 929 TWh en 2030, pour 4 509 GW et 7 820 GW [53]).

Ces prévisions semblent pourtant incompatibles avec les objectifs climatiques et énergétiques pesant sur l'ensemble des systèmes énergétiques. En effet, les deux tiers de la production d'électricité reposent sur les énergies fossiles [54], si bien que ce secteur contribue fortement à la raréfaction des ressources fossiles et aux émissions de gaz à effet de serre, dont il constitue une part de plus de 40 % [51]. Parallèlement, la domestication de l'énergie électrique s'accompagne d'une perte de valeur de 65 % entre l'énergie primaire et l'énergie finale (cf. figure 1.4 p. 9) [75]. Ce triple constat milite pour la décroissance du recours à l'électricité ou, moins radicalement, pour une réorganisation de ce secteur de façon à intégrer :

- des énergies renouvelables pour limiter l'épuisement des ressources fossiles ;
- des sources moins émettrices de gaz à effet de serre pour satisfaire aux exigences climatiques engagées avec la réduction des émissions ;
- des solutions de production et consommation plus efficaces de façon à minimiser les pertes.

Le secteur électrique cristallise ainsi l'impérieuse nécessité de modifier les modes de production actuels afin de tendre vers des systèmes capables de répondre aux défis énergétiques et climatiques. Deux tendances sont pressenties pour les futurs modèles de développement du secteur électrique :

1. une forte participation d'énergies renouvelables dans les mix de production, et donc une forte participation de production variable [24, 50] ;
2. une architecture moins hiérarchisée des systèmes électriques, avec le développement d'installations de moyens décentralisés et une gestion plus efficace et concertée de la demande et des moyens de production [48, 94].

Néanmoins, de telles solutions font émerger des défis technologiques et économiques majeurs, et ce d'autant plus qu'il faut tabler sur un déploiement massif de ces options.

D'une part, ces nouvelles technologies et les infrastructures nécessaires à l'acheminement de la production sont coûteuses. Il est alors important de peser avec précision les coûts et bénéfices des différentes options afin d'éclairer objectivement les choix s'offrant à la réorganisation de la production d'électricité. Dans ce contexte, les modèles de prospective énergétique constituent une aide précieuse à la décision. En particulier, les modèles de type *bottom-up*, s'appuyant sur une représentation fine des différentes technologies d'offre et de demande d'énergie, permettent d'anticiper les substitutions possibles entre différentes options technologiques sur plusieurs décennies.

D'autre part, l'intégration des nouveaux moyens de production entraîne une complexification de l'exploitation des systèmes électriques (gestion de l'intermittence, perte de fiabilité). Pour se prémunir d'incidents d'exploitation, l'analyse de la stabilité s'appuie sur des études des systèmes électriques allant de quelques millisecondes à quelques heures [11, 14, 15]. Ainsi, les exercices de long terme se basant sur la résolution de l'équilibre offre / demande, ne peuvent pas évaluer la fiabilité du système électrique sur le long terme, si bien que le développement des nouveaux moyens de production pourrait se faire au détriment de la fiabilité de la fourniture d'électricité (pannes fréquentes, *black-out*) [27]. En effet, la fiabilité d'un système repose sur des réserves dynamiques dont l'exploitant caractérise l'état par le plan de tension et la fréquence et dont l'évolution sur le long terme n'est pas évaluée.

Par conséquent, il nous paraît essentiel de concilier les enjeux de long terme et les préoccupations liées à la gestion dynamique du réseau, pour s'assurer que les réorganisations envisagées correspondent à une évolution *plausible* des systèmes électriques. C'est à cette problématique que ce mémoire tente d'apporter des éléments de réponse. Il s'agit de lier dans une même analyse les problèmes de long terme posés par la modélisation prospective des systèmes électriques, et les problèmes d'exploitation de ces systèmes, bien que les échelles de temps impliquées soient très différentes et semblent à première vue incompatibles.

Le travail réalisé dans cette thèse porte sur l'intégration d'éléments de la gestion dynamique des moyens de production dans le modèle prospectif d'optimisation TIMES de type *bottom-up*. Cette étude s'inscrit dans la continuité d'exercices de modélisation prospective du secteur électrique français menés avec ce modèle, dont un des résultats novateur était une représentation permettant de rendre compte de la structure des appels de puissance [6, 69, 70]. En effet, un point clef des futurs systèmes électriques réside dans la nécessité d'un dimensionnement en puissance suffisant pour passer les périodes de pointe. Dans TIMES, une contrainte de réserve de capacités pour le pic exige l'installation d'un niveau suffisant de capacités sur le système, mais les technologies supplémentaires installées pour la pointe (moyens de production à faible coût d'investissement) ne sont jamais utilisées du fait de coûts d'opération élevés. Les travaux menés proposaient d'apporter plus de réalisme aux exercices prospectifs

en guidant les résultats du modèle vers un critère de *flexibilité* globale.

L'approche proposée dans ce mémoire ne se substitue pas à cette étude, mais cherche à compléter efficacement la description des systèmes électriques du modèle TIMES. Notre ambition est d'élaborer une méthode permettant d'évaluer quantitativement la fiabilité des systèmes électriques futurs en s'appuyant uniquement sur la structure du mix de production, de façon à être compatible avec les exercices prospectifs. On ne cherche donc pas à utiliser des études classiques de stabilité. Pour cela, nous nous basons sur une approche thermodynamique de l'électromagnétisme [76] permettant d'évaluer les caractéristiques dynamiques et spatiales d'un système électrique à partir d'une vision agrégée des éléments de production, transport, distribution et consommation. L'approche thermodynamique s'appuie sur des considérations énergétiques globales pour décrire les échanges de puissance entre les producteurs et les consommateurs et évite une représentation exhaustive de la topologie des systèmes électriques.

Cette approche est déclinée à plusieurs échelles spatiales ce qui valide la vision agrégée qu'elle procure *in fine*. En effet, une fois les fondements théoriques exposés, nous nous concentrons sur une étude au cœur des dispositifs d'un système électrique (principalement les moyens de production) mettant en évidence des *stocks d'énergies magnétique et cinétique* sur le réseau. Ces stocks constituent les réserves dynamiques d'un système, nécessaires à une gestion fiable des fluctuations de production ou consommation. L'approche thermodynamique conduit alors à l'élaboration d'un *circuit à une maille* équivalent à un système électrique reproduisant le comportement dynamique d'un système électrique. Cette étape valide les calculs précédents et illustre la participation des deux stocks aux mécanismes de retour à l'équilibre. Ensuite, nous proposons une méthode d'agrégation de plusieurs moyens de production en un circuit à une maille ce qui permet d'étudier les caractéristiques dynamiques d'un système complexe, puis d'élaborer deux indicateurs de fiabilité liés aux stocks d'énergies magnétique et cinétique sur le système. L'approche est enfin déclinée à l'analyse de la fiabilité d'un système réel – celui de l'île de La Réunion – où elle est couplée à une étude prospective.

Ainsi, notre objectif dans ce travail a été d'améliorer le réalisme des outils prospectifs quant à la description du secteur électrique, et d'intégrer à une analyse long terme des éléments de décisions relatifs à la gestion dynamique d'un réseau électrique. Ce manuscrit s'organise autour de trois chapitres :

1. Le premier chapitre expose les enjeux climatiques et énergétiques autour desquels s'articule l'avenir du secteur électrique, et examine dans quelles mesures ils nécessitent une réorganisation de ce secteur. Les termes de la réflexion sur le long terme étant posés, nous présentons les outils au service des choix stratégiques. Ce sont eux qui rendent possible l'évaluation des marges de manœuvre pour engager la transition du secteur électrique. Nous abordons ensuite la question de la fiabilité de l'exploitation d'un système électrique. Nous présentons les mécanismes de réglages de la fréquence et de la tension, garants de la fiabilité d'un système électrique, et constatons l'inaptitude des méthodes classiques d'évaluation de la fiabilité à s'intégrer aux exercices de modélisation prospective.
2. Le deuxième chapitre présente l'élaboration d'une méthode d'évaluation de la fiabilité des systèmes électriques compatible avec les exercices de modélisation prospective.

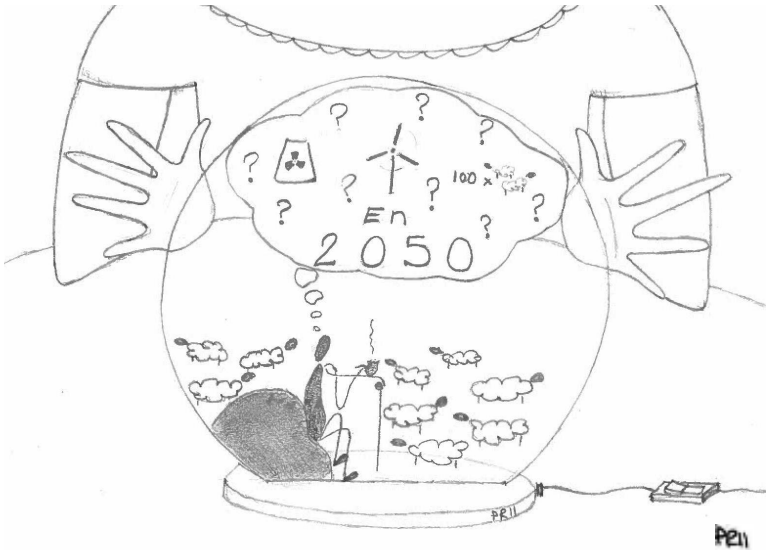
Nous présentons brièvement l'assise théorique de l'approche thermodynamique de l'électromagnétisme, puis appliquons cette approche à l'étude d'un système électrique avec l'introduction du circuit à une maille. Le circuit à une maille permet de quantifier les stocks d'énergies magnétique et cinétique essentiels à la fiabilité d'un système électrique. Nous établissons ensuite deux indicateurs de fiabilité, l'un lié à la réserve magnétique, l'autre à la réserve cinétique permettant d'évaluer les niveaux des réserves d'un système électrique à partir de la connaissance du mix de production. Ces indicateurs sont compatibles avec les résultats des exercices prospectifs.

3. Le troisième et dernier chapitre a enfin pour objectif d'expérimenter les outils précédents à l'analyse de la fiabilité de mix de production fournis par le modèle de prospective TIMES, avec l'exemple de l'île de La Réunion. Ce cas d'étude se prête particulièrement bien à notre problématique car :
   – les acteurs publics de La Réunion ont fixé un objectif ambitieux afin d'atteindre l'autonomie énergétique à l'horizon 2030, ce qui requiert une transition rapide du système électrique, et simule à l'échelle locale les mêmes arbitrages que ceux nécessaires à l'échelle mondiale ;
   – la fiabilité de l'exploitation est d'autant plus cruciale à l'île de La Réunion que le caractère insulaire du réseau fragilise d'ores et déjà la fiabilité de la fourniture (réseau petit, peu maillé et sans interconnexion).

   Nous constatons alors que certains systèmes électriques issus des exercices prospectifs peuvent se montrer inappropriés dans la mesure où ils ne garantissent pas un niveau de fiabilité satisfaisant sur l'horizon étudié. Un tel résultat démontre alors que la fiabilité des systèmes électriques doit contribuer à orienter les choix technologiques futurs, de façon à reconnaître les solutions techniquement réalisables.

CHAPITRE 1

La production d'électricité : un futur sous tension



Récréation – *« Ma chère boule de cristal électrique, montre-moi quel sera l'avenir de la production d'électricité en 2050 ? ... hum, je vois Gaston, berger de profession, assis sur une pierre ... mââ c'est qu'il réfléchit ... il doit avoir un plan ... »*

Introduction

Le secteur électrique s'est fortement développé au cours des 40 dernières années et occupe une place centrale dans les systèmes énergétiques. Ce secteur se place aujourd'hui au deuxième rang de la consommation d'énergie finale, représentant 17,2 % de la consommation finale dans le monde en 2008 [54], comme le montre la figure 1.1(b). Tirée par l'électrification des pays en développement, le renouvellement des infrastructures des pays développés et la densification de la population, l'AIE anticipe que ce secteur connaîtra encore une forte croissance dans les prochaines années. Cependant, les contraintes climatiques et énergétiques pesant sur le secteur électrique lui impose de se réorganiser.

En effet, la production d'électricité est une variable d'ajustement significative des futurs systèmes énergétiques puisque ce secteur a la possibilité d'intégrer de nouveaux modes de production – plus propres – ou de consommation – plus économes – permettant de relever efficacement ces défis. De nouvelles options visant à *décarboner* le mix de production électrique et à diminuer la production d'origine fossile se développent depuis quelques années. Il s'agit d'une part de l'intégration d'énergies renouvelables dans la production et de technologies de capture et séquestration du carbone pour limiter les émissions de gaz à effet de serre, et d'autre part du développement du concept de *smartgrids* et de technologies de stockage et de maîtrise de la demande pour gérer la demande plus efficacement.

Cependant, l'exploitation des systèmes électriques est un exercice difficile qui pourrait être fragilisé par un déploiement massif de ces solutions, quoique prometteuses pour réussir la *transition électrique*. Il est donc crucial d'anticiper dans quelles mesures ces solutions, qui n'ont pas encore pleinement fait leurs preuves, permettront de résoudre la *question électrique* sans altérer la future fourniture d'électricité et d'évaluer précisément les marges de manœuvre disponibles à la réorganisation de ce secteur. C'est justement la vocation des réflexions énergétique de long terme et en particulier celle de la prospective, comme le souligne Pierre Massé, que de *« reconnaître parmi les possibles, les situations cohérentes et pertinentes »* [72].

Or, pour être techniquement réalisables, les mix de production d'électricité proposés par les exercices prospectifs doivent garantir un fonctionnement acceptable des systèmes électriques. La fiabilité, définie comme la capacité à faire face aux incidents d'exploitation, est un élément essentiel des systèmes électriques, et son évolution sur le long terme doit donc être évaluée. Néanmoins, les outils d'évaluation de la fiabilité sont insatisfaisants pour être combinés aux exercices prospectifs, de sorte que leurs résultats s'exposent à être irréalisables vis-à-vis de la fiabilité d'exploitation.

Dans ce chapitre, nous présentons d'abord les caractéristiques actuelles du secteur électrique (section 1.1), et comment elles sont remises en cause par les préoccupations liées au développement durable (section 1.2). Puis, nous présentons les principaux outils permettant d'appuyer les réflexions stratégiques de ce secteur – la planification électrique et la prospective énergétique – (section 1.3), et nous arrêtons particulièrement sur le modèle TIMES utilisé dans la suite de ce travail (section 1.4). Enfin, nous présentons les outils utilisés par les gestionnaires de réseau pour garantir la fiabilité de l'exploitation et constatons qu'ils sont incompatibles avec les exercices prospectifs (section 1.5).

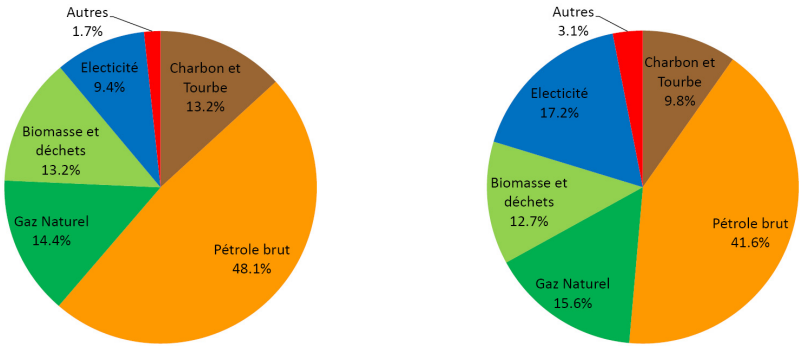
1.1 État des lieux

Le secteur électrique est un maillon central des systèmes énergétiques et y occupe une place importante. Cependant, les caractéristiques actuelles de la production d'électricité positionnent ce secteur au cœur des tensions énergétiques et climatiques et ne pourront donc pas aisément être poursuivies à l'avenir.

1.1.1 Une place importante dans les systèmes énergétiques

L'électricité représente une part importante de l'utilisation des ressources primaires mondiales : la production d'électricité a mobilisé 4 375 Mtep en 2008, soit plus d'un quart de la consommation d'énergies primaires (12 029 Mtep).

Comme le montre la figure 1.1, l'électricité est actuellement le deuxième vecteur énergétique dans la consommation finale mondiale, représentant 17,2 % derrière le pétrole (41,6 %). C'est aussi le vecteur énergétique dont l'usage s'est le plus développé entre 1973 et 2008 : les usages de l'électricité ont augmenté de 230 % tandis que la demande énergétique globale a augmenté de 80 % [54]. Pendant cette période, la production mondiale d'électricité est passée de 6 116 TWh à 20 181 TWh.



(a) 1973, 4 676 Mtep. (b) 2008, 8 428 Mtep.

Figure 1.1 – *Consommation d'énergie finale par sources à partir de [54]. Les données pour* Biomasse et déchets *ont été estimées pour 1973.* Autres *inclut la production d'électricité ou de chaleur à partir de la géothermie et des énergie solaire, éolienne et marine.*

En désagrégeant l'énergie finale par secteur de consommation, la figure 1.2 montre que l'électricité est la source d'énergie la plus répandue dans les usages finaux, en dehors du secteur des transports [1]. En particulier, l'électricité représente plus de 30 % des usages hors transport dans les économies développées de l'OCDE. Dans les pays en dehors de l'OCDE, l'électricité n'est pas aussi bien placée, car le charbon et la biomasse sont également très utilisés dans les usages finaux. L'électricité se diffuse largement dans la consommation finale car elle peut être acheminée sur de grandes distances depuis des zones de production excentrées, à la fois vers des zones de consommation industrielles et vers des zones urbaines densément peuplées. La

1. Pour le secteur des transports, les produits pétroliers correspondent à la quasi-totalité de la consommation, ce qui explique également la part importante qu'ils occupent dans la consommation finale totale (figure 1.1).

simplicité de la conversion et celle du transport de l'électricité lui permettent de se substituer aux autres vecteurs moins propres ou en voie de raréfaction. Ainsi, la part de l'électricité augmente *naturellement* dans la consommation d'énergie finale.

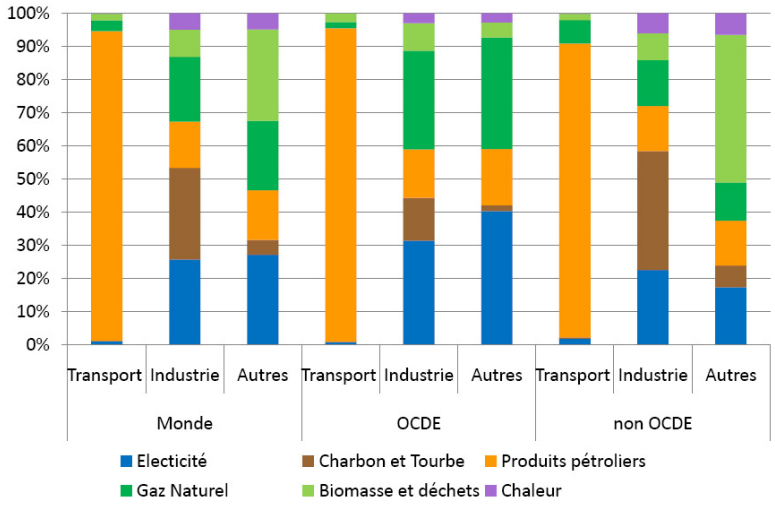


Figure 1.2 – *Consommation d'énergie finale par sources et par secteur pour le monde, les pays de l'OCDE et les pays en dehors de l'OCDE, à partir des données de [54].*

Cette tendance devrait continuer dans les prochaines décennies, et l'AIE a d'ailleurs estimé à près de 13 700 milliards 2008 US dollars les investissements à réaliser jusqu'en 2030 dans la production, le transport et la distribution d'électricité [49, 53]. Le scénario de référence de l'AIE prévoit en effet que les capacités installées augmentent en 2030, que ce soit pour :

- accompagner le développement de l'électricité dans les pays émergents ;
- remplacer les capacités existantes dans les pays développés ; ou
- substituer l'électricité à d'autres vecteurs d'énergie.

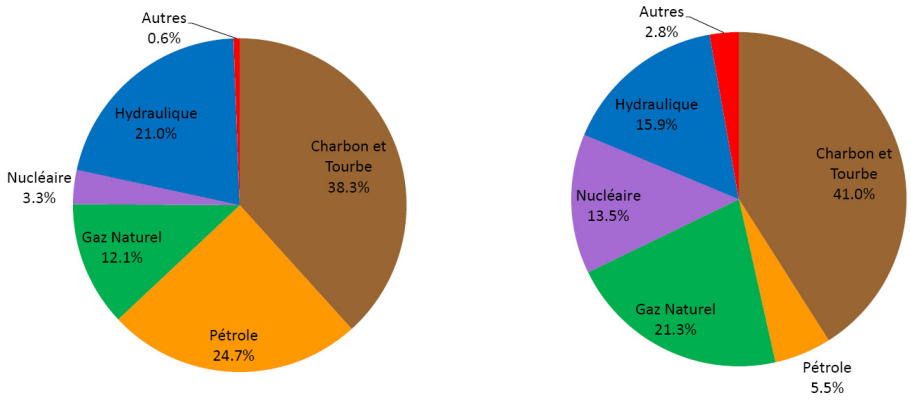
Ainsi, l'ampleur des investissements prévus est en mesure d'accroître la place de l'électricité dans le système énergétique, et aussi de modifier l'organisation de ce secteur.

1.1.2 Des caractéristiques de production inadaptées aux enjeux de long terme

La figure 1.3 montre que la production mondiale d'électricité repose fortement sur les énergies fossiles qui représentent 67,8 % de la production en 2008 : 41 % de charbon, 21,3 % de gaz naturel et 5,5 % de produits pétroliers [54]. Les autres sources d'électricité sont l'hydroélectricité représentant 15,9 %, et le nucléaire 13,5 %. Les 2,8 % restant proviennent de la production d'origine solaire, éolienne, marine ou géothermique.

Compte tenu de ce mix de production, le secteur électrique est responsable d'environ un tiers de la consommation des énergies fossiles [50]. Il s'agit aussi du premier secteur émetteur de gaz à effet de serre, devant le secteur des transports [51].

La figure 1.4 met en évidence les pertes du secteur électrique, correspondant à une perte de 65 % entre l'énergie primaire et l'énergie finale [75]. Elles sont principalement dues aux rendements des cycles de Carnot qui limitent fortement l'efficacité des conversions des centrales thermiques. Ce ratio est aussi illustré par le niveau de pertes électriques aux États-Unis



(a) 1973, 6 116 TWh. (b) 2008, 20 181 TWh.

Figure 1.3 – *Production d'électricité par sources, à partir de [54].* Autres *comprend l'énergie solaire, éolienne, la géothermie et l'électricité produite à partir de centrales à biomasse et déchets.*

qui ont toujours été deux fois plus élevées que l'énergie délivrée aux consommateurs au cours des 50 dernières années [35].

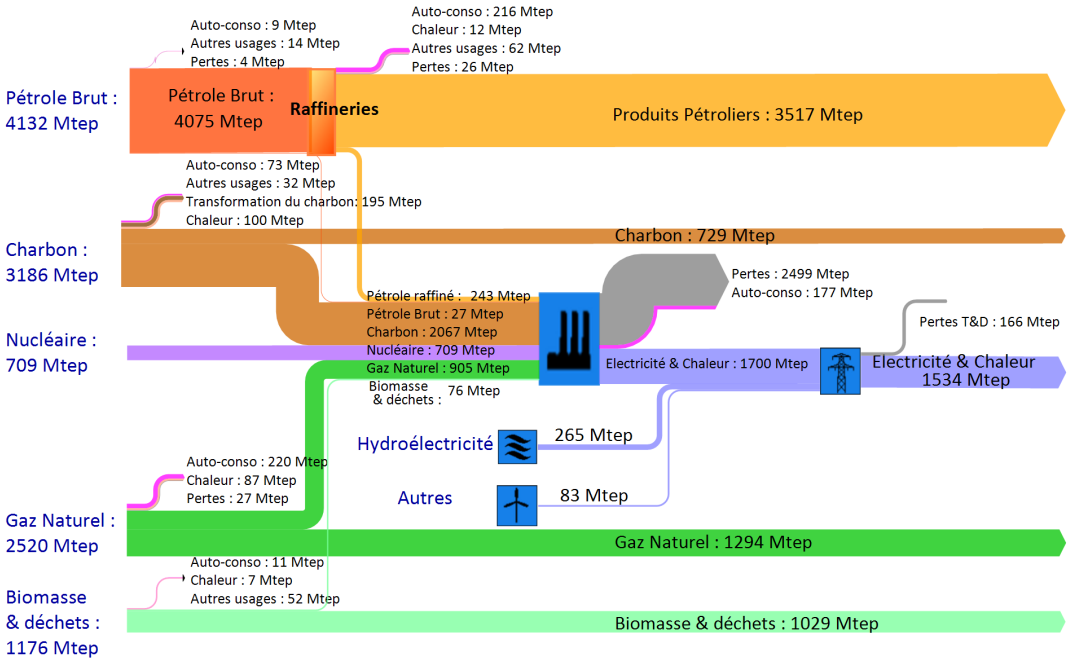


Figure 1.4 – *Chaîne de transformation de l'énergie (diagramme* e!Sankey *avec les données 2007, compilée à partir de [52]). Pour produire 1 534 Mtep d'électricité et de chaleur, l'énergie perdue ou auto-consommée est environ deux fois plus élevée (2 842 Mtep) : les pertes correspondent à 65 % de l'énergie primaire utilisée par le secteur électrique. Nous n'avons pas représenté la production de chaleur seule, qui mobilisait 208 Mtep en 2007 pour une production de 167 Mtep.*

Compte tenu de ces caractéristiques, la production d'électricité pourrait sembler inadaptée pour répondre efficacement aux enjeux énergétiques et climatiques. Cependant, l'intégration d'énergies renouvelables dans les systèmes électriques permettrait de les substituer à la production à partir d'énergies fossiles et par conséquent de lutter contre le changement climatique, et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement des pays fortement importateurs

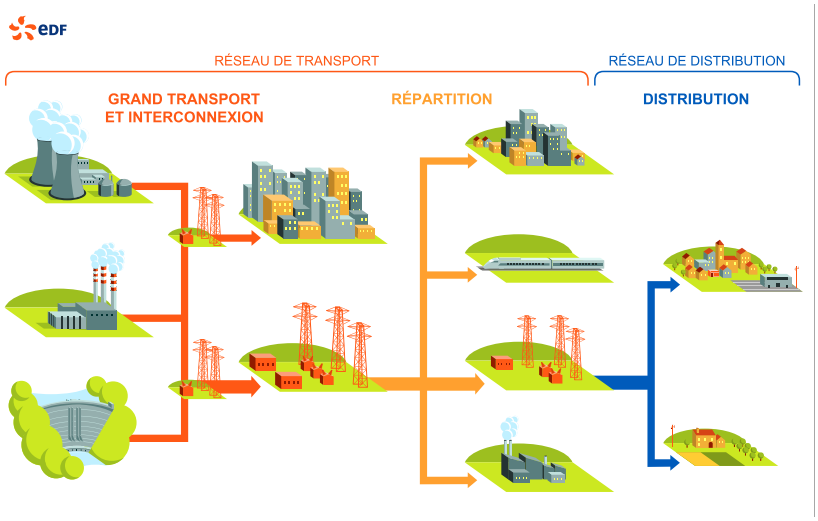


Figure 1.5 – *Organisation d'un système électrique centralisé. L'électricité est acheminée aux consommateurs depuis les centres de production via les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Source : médiathèque EDF (cf. http ://www.edf.com/html/panorama/transport/reseau.html).*

d'énergies fossiles. Cela démontre que le secteur électrique est une variable d'ajustement importante des systèmes énergétiques.

Les enjeux énergétiques et climatiques étant à l'origine de réflexions sur le long terme nécessaires au renouvellement des infrastructures de production, de transport et de consommation, il est légitime de se demander si le secteur électrique sera en mesure de trouver une place dans une perspective de développement durable, et si oui, au prix de quels changements.

1.1.3 Une organisation centralisée

La figure 1.5 présente schématiquement l'organisation centralisée du système électrique français et met en évidence la hiérarchisation entre les éléments de ce système. En général, les systèmes électriques des pays industrialisés se sont organisés de façon centralisée, et il semble qu'il s'agisse également du modèle vers lequel tendent les pays en développement.

Des moyens de production centralisés

L'utilisation de sources d'énergies conventionnelles se fait principalement à partir de moyens centralisés. Les réseaux électriques se sont structurés de manière hiérarchique autour de ces nœuds de production et des nœuds de consommation, constitués par les villes ou par les industries grandes consommatrices d'électricité [48].

L'organisation hiérarchisée du secteur électrique limite l'intégration massive de moyens décentralisés dans la production, car les réseaux n'ont pas été conçus pour transporter ou distribuer de la puissance injectée directement sur le réseau de distribution, si bien que la production décentralisée se développe encore à la marge de la production centralisée.

Développement des interconnexions

Au début de l'électrification d'une région, de petits réseaux limités à une industrie ou à un quartier s'organisent. Ces réseaux sont isolés et alimentés par un ou deux groupes producteurs situés à proximité des consommateurs au comportement prévisible (industrie) ou de la source primaire. Ils sont indépendants les uns des autres et sujets à de nombreuses pannes.

Avec le développement de l'électricité, il apparaît ensuite économiquement rentable de construire des *lignes d'interconnexion* pour transporter l'électricité de zones excédentaires en production vers les zones déficitaires. Ces lignes sont rentables soit lorsqu'elles permettent de réduire le niveau de réserves (tournantes [2] ou à l'arrêt) des zones interconnectées, soit lorsque les appels de puissance sont différents entre les zones [4]. Les capacités d'interconnexion permettent [91] :

- une utilisation plus efficace de l'énergie primaire grâce aux possibilités de transport national ou international, en jouant sur la complémentarité de parcs de production ;
- des économies d'investissement et d'exploitation grâce à la possibilité de secours mutuels, permettant de réduire la puissance de réserve de chaque zone ;
- une augmentation de la sûreté de fonctionnement des différents systèmes interconnectés.

Les réseaux électriques actuels sont interconnectés et densément maillés ce qui assure une bonne qualité de la fourniture d'électricité. En Europe, l'électrification a démarré à la fin du XIX$^{\text{ème}}$ siècle sur le modèle de petits réseaux indépendants. Depuis l'après-guerre, les interconnexions se sont développées simultanément aux échelles nationales et à travers toute l'Europe. L'interconnexion des grands réseaux électriques en Europe s'est faite sous l'égide de l'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Électricité (UCPTE) dans un esprit de coopération entre compagnies d'électricité verticalement intégrées [91].

La libéralisation des marchés de l'électricité a ensuite bouleversé le paysage du secteur électrique en imposant aux entreprises intégrées une séparation de leurs activités de production, transport et distribution et en libéralisant ce marché. De nouveaux acteurs sont apparus sur le marché, parmi lesquels les Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT), en situation de monopole naturel, qui sont en charge de l'exploitation en temps réel du système et de la maintenance et du développement des infrastructures de transport. L'exploitation du système comprend la gestion de l'équilibre entre production et consommation, et la répartition des flux sur le réseau de transport pour assurer la sûreté d'exploitation. En outre, ils doivent garantir un accès non discriminatoire au réseau à tous les acteurs du marché [48, 88].

Différents niveaux de tension

L'usage du courant alternatif a permis la mise en place de vastes systèmes électriques exploités sous différents niveaux de tension. Grâce à des transformations successives du niveau de tension par les transformateurs, le niveau de tension est élevé, puis la puissance électrique est transportée, ce qui limite la valeur du courant et les pertes en lignes pour véhiculer la même puissance. La tension est ensuite rabaissée pour la répartition et la distribution.

2. Pour un groupe de production, la réserve tournante est la différence entre la puissance active maximale permanente que le groupe est capable de produire et la puissance active qu'il fournit à un moment donné en régime stationnaire.

Les niveaux de tension peuvent être classés en trois gammes de tension (cf. figure 1.5) :
- la haute tension B (HTB), réservée au réseau de transport d'électricité entre 50 et 800 kV, exploitée en France par RTE (Réseau de Transport d'Électricité), le gestionnaire du système électrique. On peut distinguer les réseaux de répartition, assurant le transport à l'échelle régionale [3], des réseaux de grand transport et d'interconnexion, assurant le transport à l'échelle nationale et aux interconnexions ;
- la haute tension A (HTA) ou moyenne tension est la tension de la distribution publique comprise entre 1 et 50 kV. La moyenne tension est raccordée aux réseaux basse tension et aux gros clients industriels ;
- la basse tension (BT), comprise entre 50 V et 1 kV. Les réseaux basse tension achemine le courant à tous les clients domestiques et aux clients industriels ayant une installation de puissance inférieure à 250 kW.

Les réseaux de distribution correspondant aux tensions HTA et BT sont gérés par différents distributeurs d'électricité intervenant en aval de RTE.

S'appuyant sur une organisation favorisant le transport d'électricité entre des zones fortement productrices à proximité de moyens centralisés, et des zones consommatrices souvent éloignées de la production, le secteur électrique a pu connaître une forte expansion au cours des 50 dernières années. Cependant, l'organisation actuelle des systèmes électriques n'est pas compatible avec les enjeux climatiques et énergétiques, de sorte que la croissance *programmée* de la production d'électricité ne peut s'engager qu'au prix d'une réorganisation de ce secteur. Les défis à relever pour modifier la production d'électricité sont ambitieux.

1.2 Les défis technologiques de la future production d'électricité

La production d'électricité et de chaleur devrait être le secteur connaissant la plus forte croissance de la consommation d'énergies primaires : 1,9 % par an jusqu'en 2030 [53].

Le tableau 1.1 montre que le taux de croissance de l'électricité dans les usages finaux augmente de 2,5 % par an jusqu'en 2030. L'AIE prévoit dans son scénario de référence que la part de l'électricité évolue de 17 % à 22 % dans la demande finale de 2030 [53], et que la demande électrique mondiale augmente à un taux annuel de croissance moyen [4] de 2,7 % jusqu'en 2015, puis de 2,4 % sur la période 2015-2030, car les usages de l'électricité deviennent plus efficaces sur cette période (cf. tableau 1.1). Plus de 80 % de la croissance de la consommation d'électricité est tirée par les pays hors OCDE, pour lesquels le taux annuel de croissance moyen vaut 5 % sur la période 2007-2015, puis 3,3 % sur la période 2015-2030. Dans les pays d'Asie hors OCDE, la demande électrique triple pratiquement entre 2007 et 2030.

La part des autres formes d'énergie reste stable ou diminue.

3. Il y a sept grandes régions électriques en France métropolitaine (Nord-Est, Normandie Paris, Est, Ouest, Rhône-Alpes Auvergne, Sud-Ouest, Sud-Est).

4. Le taux de croissance annuel moyen (TCAM) pour une période de n années se calcule comme suit :

$$\text{TCAM} = \sqrt[n]{\frac{\text{Valeur finale}}{\text{Valeur initiale}}} - 1$$

Régions	Consommation (TWh)			TCAM (%)		
	2007	2015	2030	2007-2015	2015-2030	2007-2030
OCDE	**9 245**	**9 792**	**11 596**	**0,7**	**1,1**	**1,0**
Amérique du Nord	4 530	4 773	5 679	0,7	1,2	1,0
Europe	3 062	3 222	3 855	0,6	1,2	1,0
Pacifique	1 653	1 797	2 062	1,0	0,9	1,0
Non OCDE	**7 183**	**10 589**	**17 333**	**5,0**	**3,3**	**3,9**
Europe de l'Est	1 189	1 354	1 805	1,6	1,9	1,8
Asie	4 108	6 777	11 696	6,5	3,7	4,7
Moyen Orient	575	790	1 382	4,1	3,8	3,9
Afrique	505	662	1 012	3,4	2,9	3,1
Amérique Latine	806	1 006	1 438	2,8	2,4	2,5
Monde	**16 428**	**20 381**	**28 929**	**2,7**	**2,4**	**2,5**

Table 1.1 – *Consommations d'électricité par régions dans le scénario de référence de l'AIE [53]. La consommation d'électricité est l'électricité produite à laquelle on a soustrait les pertes d'acheminement et l'électricité auto-consommée par les centrales.*

1.2.1 Les scénarios de l'AIE misent sur des ruptures technologiques

Pour faire face à l'augmentation de la consommation d'électricité et aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, la réorganisation du secteur électrique devrait s'appuyer sur différents leviers technologiques, très présents dans les scénarios d'évolution proposés par l'AIE.

À l'horizon 2030

Dans le scénario de référence du *World Energy Outlook* 2009 (WEO) de l'AIE [53], le charbon reste la principale source de production d'électricité représentant 44 % du mix de production en 2030. Les énergies renouvelables, en dehors de l'hydroélectricité, connaissent une forte croissance et représentent 9 % de la production, tandis que les contributions des autres sources d'énergies restent à peu près stables.

Dans un scénario alternatif – dit scénario 450 ppm [5] – [53], la consommation d'électricité diminue par rapport aux scénarios de référence grâce aux mesures d'efficacité énergétique. Dans ce scénario, la part du charbon dans la production d'électricité chute à 24 % en 2030, tandis que les parts du gaz naturel, moins émetteur en gaz à effet de serre que le charbon, et de l'énergie nucléaire augmentent. Les énergies renouvelables, en dehors de l'hydroélectricité, connaissent une croissance pratiquement deux fois plus forte que précédemment et représentent 18 % de la production d'électricité – et 22 % pour les systèmes électriques des pays de l'OCDE. En comptant l'hydroélectricité, la part d'énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité représente 37 %.

Au niveau européen, de tels objectifs ont été traduits dans la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001, relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur. La directive prévoyait 22,1 % d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables dans la

5. Le scénario 450 ppm du WEO 2009 est un scénario contraignant visant la stabilisation de la concentration de l'ensemble des gaz à effet de serre autour de 450 ppm en 2050.

consommation totale d'électricité en 2010. Cet objectif a d'une certaine façon été prolongé jusqu'en 2020 avec les objectifs adoptés par l'Union européenne lors du Conseil européen de mars 2007, et déclinés dans le paquet « Énergie Climat » proposé par la Commission européenne en 2008. Ces objectifs, appelés 3×20, visent à une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

À l'horizon 2050

L'AIE propose trois scénarios énergétiques dans l'*Energy Technology Perspectives* (ETP) [50], pour lesquels les contraintes en termes d'émissions de CO_2 sont différenciées (et différentes du scénario précédent à l'horizon 2030[6]) :

- le scénario de référence : les émissions de CO_2 atteignent 62 Gt en 2050, de sorte que la concentration de CO_2 dans l'atmosphère serait égale à 550 ppm en 2050 ;
- le scénario **ACT Map** où les émissions atteignent un maximum en 2030 (34 Gt) puis diminuent pour retomber au niveau actuel en 2050, ce qui correspondrait à une concentration de CO_2 de 485 ppm en 2050 ;
- le scénario **BLUE Map** où le niveau d'émissions en 2050 est réduit de 50 % par rapport aux émissions actuelles, ce qui permettrait de stabiliser la concentration de CO_2 à 450 ppm en 2050.

Dans le scénario **ACT Map**, la demande électrique est réduite de 21 %, et les émissions de CO_2 de 6 Gt, par rapport au scénario de référence grâce à des mesures d'efficacité énergétique. Dans le scénario **BLUE Map**, la demande diminue seulement de 15 %, car une partie de la demande en énergies fossiles est convertie en demande électrique – notamment pompes à chaleur et véhicules électriques – les émissions de CO_2 diminuent de 7 Gt (cf. figure 1.6).

Ces scénarios proposent de fortes ruptures technologiques des systèmes électriques :

1. un **fort recours aux technologies de Capture et Stockage du CO_2** (*Carbon Capture and Storage*, CCS). Les scénarios **ACT Map** et **BLUE Map** ont recours aux CCS à hauteur d'au moins 5 Gt par an en 2050, ce qui permet au système électrique du scénario **BLUE Map** d'être complètement décarboné. De tels niveaux de CCS représentent un défi technologique en termes d'investissements et d'infrastructures puisque l'atteinte de cet objectif nécessiterait de stocker 1,8 Gt de CO_2 par an d'ici 2030 ;

2. un **niveau important d'énergies renouvelables** et en particulier intermittentes. La part de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables augmente jusqu'à 35 % en 2050 dans le scénario **ACT Map**, et jusqu'à 46 % dans le scénario **BLUE Map** où la production à partir de sources intermittentes (éolien, photovoltaïque, énergies marines) s'élève à 20,6 %, soit 3 500 GW installées (cf. figure 1.6).

   Avec une variante sans CCS, dans le scénario **BLUE no CCS**, la part des énergies renouvelables atteint alors 64 % de la production, dont 36 % sont des énergies intermittentes (17 % éolien, 13 % solaire et 6 % énergie marine). Dans ce dernier scénario,

6. Contrairement au scénario 450 ppm du WEO 2009 où la concentration de l'ensemble des gaz à effet de serre doit être stabilisée, dans les scénarios de l'Energy Technology Perspectives 2008 seule la concentration en CO_2 est contrainte.

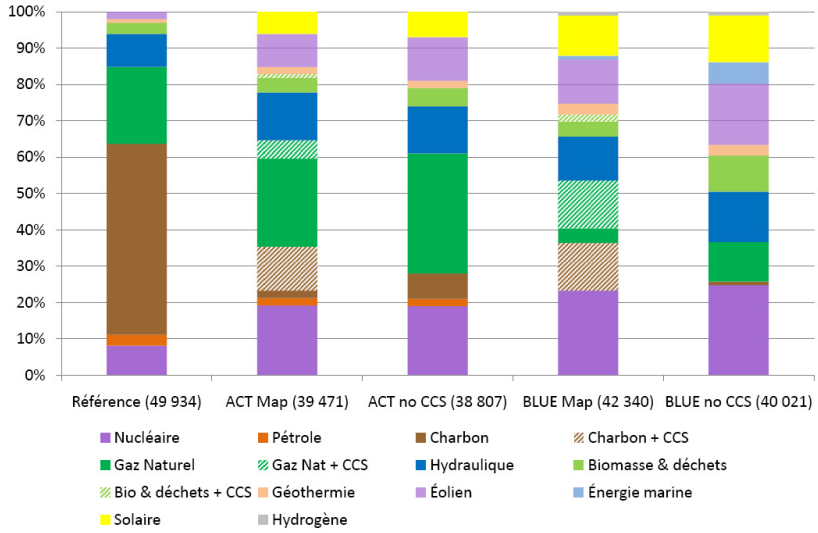


Figure 1.6 – *Mix de production d'électricité en 2050 pour les scénarios de* Energy Technology Perspectives *de l'AIE [50]. Les chiffres entre parenthèses sont la production d'électricité pour chacun des scénarios en TWh. Pour le scénario de référence, les émissions en 2050 ont doublé par rapport au niveau de 2005, tandis que pour les scénarios* ACT Map *et* BLUE Map*, les émissions valent respectivement le niveau de 2005 et 50 % du niveau de 2005. Les scénarios* ACT Map no CCS *et* BLUE Map no CCS *sont des variantes pour lesquelles la technologie de Capture et Stockage du CO_2 n'est pas disponible en 2050. Dans le scénario* BLUE Map no CCS*, les énergies renouvelables représentent 64 % de la production, dont 36 % d'énergies intermittentes (17 % éolien, 13 % solaire et 6 % énergie marine).*

les émissions sont plus élevées, la demande électrique diminue et l'objectif de réduction de 50 % des émissions de CO_2 par rapport au niveau actuel n'est pas atteignable ;

3. l'**accroissement des capacités de stockage** des systèmes électriques. Pour compenser une partie de la production intermittente, la capacité de stockage évolue de 100 GW à 500 GW en 2050. De plus, environ 1 000 GW de turbines à gaz sont utilisées en tant que capacités de réserves.

Reste à savoir si le déploiement massif envisagé de ces solutions est compatible avec les contraintes liées aux spécificités techniques de l'électricité. Pour favoriser l'émergence de ces solutions, de nouveaux modèles d'organisation de la production d'électricité voient le jour.

1.2.2 L'émergence de nouveaux schémas de production

Depuis une dizaine d'années, de nouveaux modèles de production émergent pour intégrer les énergies renouvelables et améliorer l'efficacité énergétique du secteur électrique et contribuent à rendre l'avenir de ce secteur incertain.

La décentralisation de la production

La production décentralisée ou distribuée désigne l'ensemble des installations de petites puissances raccordées aux réseaux de distribution et y injectant leur production.

Avec la libéralisation du secteur électrique, la production d'électricité n'est plus réservée

aux très grands opérateurs capables de maîtriser des techniques de production massives et complexes. De cette façon, dès la fin des années 1990, des turbines à gaz, des unités de moyenne puissance, peu coûteuses en investissements, ont été installées. On vérifie l'essor de la production à partir du gaz sur la figure 1.3. Ces unités ont retardé, voire remis en cause, le renouvellement des unités centralisées de production de base [12, 59].

Aujourd'hui, les investissements dans des unités petites ou moyennes puissances continuent avec l'essor d'unités de production éolienne, photovoltaïque, hydroélectrique ou de cogénération (gaz naturel, biomasse, biogaz ou déchets) [39].

Les super-réseaux

Le potentiel des sources d'énergies renouvelables fortement éloignées des centres de consommation – typiquement l'éolien en mer du Nord et le solaire thermodynamique à concentration (STC) provenant des pays méditerranéens – est très important, et pourrait s'intégrer dans la production d'électricité européenne, contribuant ainsi aux objectifs de long terme. De ce fait, d'ambitieux projets d'intégration d'énergies renouvelables sont susceptibles de modifier l'organisation des systèmes électriques [64].

Les projets de recherche, menés dans le cadre de Desertec [7], ont montré que moins de 0,3 % de la surface du Sahara recouverte de centrales STC suffirait pour répondre aux besoins en électricité et en capacité de désalinisation de l'ensemble de la zone *European Union, Middle East and North Africa* (EU-MENA) à l'horizon 2050 [24]. Un tiers de l'électricité produite par les STC devrait alors être destinée à la consommation électrique des pays européens [8]. L'objectif est de promouvoir la construction d'un *super réseau* de transport d'électricité reliant l'Afrique du Nord à l'Union européenne à partir de 2020 :

- la Fondation Desertec, à l'aide de partenaires industriels et financiers, finance des projets de référence de taille suffisante pour développer des capacités d'interconnexion à travers la zone EU-MENA ;
- le Plan Solaire Méditerranéen (PSM), mis en place en 2008, a pour objectif la construction de 20 GW d'unités de production à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020.

Les pays voisins de la Mer du Nord et de la Mer Baltique ont lancé la *North Seas Countries' Offshore Grid Initiative*, pour accélérer le développement de l'énergie éolienne offshore, coordonner les installations éoliennes, construire un réseau électrique offshore et renforcer les capacités de transport existantes afin de transporter l'électricité produite en Europe, et ainsi répondre aux objectifs du 3×20. Plus de 100 GW de projets éoliens offshore étaient déjà identifiés en 2009, et permettraient de fournir plus de 10 % de l'électricité consommée en Union européenne s'ils aboutissaient [64]. Ainsi, le 3 décembre 2010, un accord cadre *Memorandum of Understanding* a été défini et signé par les dix pays européens concernés [9] ainsi que par la

7. Le concept Desertec a été créé en 2003 avec la création du *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC), ayant pour ambition de créer une coopération étroite entre les pays de la région dite *European Union, Middle East and North Africa* (EU-MENA), pour parvenir à une solution durable pour l'approvisionnement en eau et en énergie de cette région.

8. D'après la directive européenne sur les énergies renouvelables du 23 avril 2009, l'électricité d'origine renouvelable importée est comptabilisée au même titre que celle produite sur le territoire pour l'atteinte des objectifs nationaux d'approvisionnement énergétique à partir des énergies renouvelables.

9. Les dix pays sont l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France, l'Irlande, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Suède.

Commission européenne pour la création d'un réseau commun en Mer du Nord [82].

Ces projets modifieront l'exploitation des systèmes électriques de façon à acheminer de fortes puissances sur de grandes distances. Des interconnexions en courant continu pourraient se développer afin d'injecter les fortes puissances produites en Afrique du Nord ou en mer du Nord sur les réseaux de transport européens. Le développement de ces super-réseaux devrait modifier considérablement la structure des mix de production en favorisant une forte participation d'énergies renouvelables, intermittentes pour l'éolien et les panneaux photovoltaïques, dont les conséquences sur l'exploitation des systèmes électriques sont encore peu maîtrisées.

Le stockage

Dans les systèmes actuels des pays développés, la production étant majoritairement centralisée, l'équilibre entre consommation et production est assuré par une gestion prédictive des besoins. Lorsqu'un déséquilibre survient, le gestionnaire du réseau fait appel aux moyens à démarrage rapide comme la réserve tournante, les centrales hydrauliques ou à gaz pour pallier le manque de production (cf. section 1.5.2 pour des détails sur les mécanismes de réglages).

Cependant, un développement important de production intermittente raccordée au réseau est responsable de déséquilibres fréquents dans l'exploitation des systèmes électriques, auquel le stockage pourrait apporter une solution. On s'attend à ce que les technologies de stockage prennent de l'importance pour accompagner l'intégration massive d'énergies intermittentes.

Il existe de nombreuses technologies de stockage, dont on donne quelques exemples :

- les **barrages hydroélectriques** : l'énergie est stockée sous forme d'énergie potentielle dans les réservoirs et peut être mobilisée rapidement. La puissance fournie par les turbines hydrauliques est réglée par l'ouverture de l'admission d'eau dans les conduites qui peut être ajustée rapidement. Bien que l'hydroélectricité ne repose pas exclusivement sur les barrages mais aussi sur des unités de production au fil de l'eau, la figure 1.3 indique qu'ils représentent une part importante de la production d'électricité.
- les **stations de transfert d'énergie par pompage** (STEP) s'appuient également sur la retenue d'eau : l'eau est successivement turbinée ou pompée entre un réservoir amont et un réservoir aval par une centrale hydraulique réversible. L'eau est pompée vers le réservoir amont quand la production d'électricité est supérieure à la demande, et turbinée dans la situation inverse ;
- le **stockage chimique** : l'électricité est stockée dans des batteries raccordées au réseau. La capacité des unités de stockage peut aujourd'hui atteindre quelques MW, par exemple avec la technologie sodium souffre NaS. Les unités peuvent être utilisées pour lisser la courbe de charge en reportant la consommation des heures creuses vers les heures pleines ou pour participer activement à l'exploitation du réseau grâce à des temps de mobilisation courts. Ces technologies sont encore au stade du développement et de l'expérimentation ;
- les **volants d'inertie** : l'énergie est stockée sous forme d'énergie cinétique. Les volants d'inertie sont constitués d'un cylindre rotatif massif, supporté par lévitation magnétique, couplé à un moteur ou un générateur. De tels dispositifs de faibles puissances ($\approx$ 2 kW) sont utilisés pour des applications en télécommunications. De grosses installations, composées de plusieurs systèmes de faibles puissances (25 kW), sont capables

de stocker 1 MWh restituable en une heure.

Le tableau 1.2 présente une classification des technologies de stockage en fonction de leurs usages [20].

Catégorie	**1**	**2**		**3**	**4**	
Gamme d'énergie	1 Wh à 100 kWh	10 Wh à 1 MWh		10 kWh à 1 MWh	1 Wh à 1 MWh	
Cycles pleins /an	20	50 à 100	100 à 400	300 à 1 000	3 000	100 000
Usages types	Capteurs, stockage de données	Forte demande de puissance : électrification rurale	Faible demande de puissance : électrification individuelle	Lissage de charge	Démarrage de pompes	Contrôle de qualité du courant réseau

Table 1.2 – *Classification des technologies de stockage entre quatre catégories en fonction des applications [20].*

Le concept de smartgrids

Depuis quelques années, le concept de réseaux « intelligents » – ou *smartgrids* – a fait son apparition dans le monde de l'électricité. Bien qu'il n'existe pas encore de définition unifiée de la notion de *smartgrids*, la *European Technology Platform SmartGrids* définit les *smartgrids* comme étant des réseaux électriques qui peuvent coordonner *intelligemment* le comportement et les actions de tous les utilisateurs y étant raccordés – producteurs, consommateurs, ou ceux combinant les deux aspects – de façon à ce que l'approvisionnement en électricité soit durable, économique et sûr [94]. Grâce à l'intégration de nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) sur l'ensemble de la chaîne électrique, il pourrait être possible de gérer de manière plus efficace et concertée la demande et la production d'électricité. Ainsi, les *smartgrids* devraient favoriser l'intégration d'énergies renouvelables décentralisées et limiter la puissance de pointe en pilotant la demande afin d'aplanir la courbe de charge.

L'organisation des systèmes électriques que les *smartgrids* permettraient est en rupture avec l'architecture centralisée des systèmes électriques. Avec les *smartgrids* et la décentralisation de la production, les flux de puissance électrique ont tendance à être bidirectionnels, *i.e.* depuis le réseau de transport vers les réseaux de distribution mais aussi depuis les réseaux de distribution vers les réseaux de distribution, car de la puissance est directement injectée sur les réseaux de distribution.

Ces nouveaux schémas de développement permettent d'intégrer plus d'énergies renouvelables sur les systèmes électriques, de limiter la croissance de la demande, en s'associant aux mesures de maîtrise de la demande et d'efficacité énergétique, et *in fine* de décarboner la production d'électricité. Cependant, avant de miser complètement sur ces solutions, il faut s'assurer qu'elles n'altèrent pas la fourniture d'électricité, en particulier la fiabilité de la fourniture, dont nous reparlerons amplement à la section 1.5 et dans les chapitres suivants.

1.3 Les outils des réflexions énergétiques de long terme

Pour anticiper les changements à venir dans la production d'électricité et mener une réflexion stratégique sur l'évolution de ce secteur, il existe des outils sur lesquels les réflexions énergétiques de long terme peuvent s'appuyer. Nous distinguons les outils dédiés au secteur électrique, de ceux qui traitent du secteur énergétique dans son ensemble (voire de l'ensemble de l'économie pour modéliser l'évolution de la demande).

1.3.1 Les exercices de planification électrique

Les exercices de planification long terme sont nécessaires à l'évaluation des investissements dans le secteur électrique, celui-ci étant fortement capitalistique et connaissant de longs temps de retour sur investissements. De tels exercices ont été largement utilisés lorsque le secteur électrique, verticalement intégré, était en situation de monopole. La libéralisation de ce secteur a largement modifié la nature des problèmes de planification des acteurs des marchés de l'électricité et rendu caduques les modèles d'optimisation [10] du parc de production tels que conçus auparavant pour les entreprises en monopole [59]. Cependant, il est toujours nécessaire – au moins pour la mise en place de politiques publiques – de disposer d'une vision à long terme des évolutions du secteur électrique.

En France, cette vision est proposée dans le Bilan Prévisionnel et la programmation pluriannuelle des investissements de la production d'électricité, dont les publications ont été prévues par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

Bilan Prévisionnel

Conformément aux missions qui lui sont confiées, le gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité français (RTE) établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un Bilan Prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité [93]. Son objectif est d'identifier les risques de déséquilibre entre l'offre et la consommation d'électricité pour la France [11] sur un horizon d'une quinzaine d'années.

Le premier volet de l'analyse évalue les risques de défaillance sur cinq ans, à partir de l'évolution probable de la consommation et du parc de production, et fait émerger, le cas échéant, les messages d'alerte ou de vigilance appropriés. Cette étude est réactualisée chaque année. L'adéquation production / consommation est évaluée heure par heure. Les prévisions de consommation sont croisées avec une série de scénarios représentative des phénomènes aléatoires pouvant perturber la production ou le transport d'électricité (foudre, pertes d'un groupe, pertes de ligne). Environ 500 scénarios d'aléas sont créés. L'analyse se réduit aux jours ouvrables de la période décembre / février, qui regroupent 90 % des défaillances. RTE

10. L'optimisation des investissements dans le secteur électrique dans les années 1950 a constitué l'un des premiers domaines d'application de la programmation linéaire.

11. RTE effectue le bilan prévisionnel pour la France métropolitaine et la Corse. Les bilans prévisionnels des territoires d'outre-mers relèvent de EDF, qui est à la fois producteur et gestionnaire du réseau électrique des systèmes insulaires.

établit la durée de défaillance horaire pour chaque scénario et en déduit la durée de défaillance annuelle [93]. L'espérance de durée de défaillance annuelle ne doit pas dépasser trois heures, sans quoi le parc de production est qualifié d'insuffisant.

Le second volet du Bilan Prévisionnel quantifie les besoins en puissance à mettre en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur quinze ans. Il s'agit d'établir des prévisions de consommation et d'échanges d'électricité, puis de confronter ces projections avec les perspectives d'évolution des moyens de production. L'équilibre offre / demande à long terme est exploré à travers différents scénarios contrastés permettant d'analyser les retombées des choix relevant de la politique énergétique sur l'exploitation future du système. Le Bilan Prévisionnel permet d'identifier les besoins en puissance de production pour couvrir les pointes de consommation. En revanche, les choix des filières de production, relevant des autres acteurs du système électrique et des politiques énergétiques, n'entrent pas directement dans le champ du Bilan Prévisionnel, si ce n'est sous forme d'hypothèses dans les scénarios utilisés par RTE.

RTE souligne que l'analyse de la sécurité d'approvisionnement exige une approche prudente de l'évolution du système, si bien que certains objectifs ambitieux fixés par la politique énergétique française – notamment ceux concernant les énergies renouvelables ou l'amélioration de l'efficacité énergétique – ne sont pas considérés comme atteints dans le scénario de référence mais seulement dans des scénarios spécifiques [93]. Cette prudence de RTE à l'égard d'objectifs impliquant une rupture dans la production et le transport d'électricité, montre la nécessité d'évaluer les conséquences de nouveaux schémas de développement (cf. section 1.2.2) sur la qualité de la fourniture, de façon à bien anticiper dans quelles mesures, ou éventuellement à quel rythme, ces modifications peuvent se développer.

Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité

La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité est la référence de la politique énergétique française pour le secteur électrique [26]. Elle permet au gouvernement d'intervenir si nécessaire sur le développement des moyens de production d'électricité à travers des mécanismes d'appels d'offres ou d'obligations d'achat. Dans le cadre libéralisé du secteur de l'énergie, la PPI fixe des objectifs de développement du parc de production à moyen terme, mais ne se prononce pas sur les conditions de réalisation des investissements. Contrairement au Bilan Prévisionnel dont l'objet est de déterminer les besoins en puissance permettant de répondre à la croissance de la demande, la PPI prend en compte dans ses recommandations les dimensions économiques et environnementales, ce qui peut orienter les choix en matière de filière énergétique.

La PPI constitue le cadre de référence pour la programmation proprement dite, dont les objectifs sont fixés par le Parlement et publiés par arrêté ministériel. La dernière PPI a été élaborée en 2009 pour la période 2009-2020. À cette échéance, les principaux sujets soulevés pour la production d'électricité en France concernent [26] :

– l'atteinte des objectifs du Grenelle Environnement [12] en termes de maîtrise de la de-

12. Le Grenelle Environnement, initié en mai 2007, a réuni pour la première fois, l'État et les représentants de la société civile afin de définir une feuille de route en faveur de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables (cf. http ://www.legrenelle-environnement.fr).

mande ;
- l'atteinte des objectifs relatifs au développement des énergies renouvelables ;
- la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, ainsi que la mise en service de deux réacteurs nucléaires de type EPR ; et
- la question du renouvellement des installations thermiques.

1.3.2 La prospective énergétique

La réflexion prospective replace la question de l'évolution du secteur électrique dans le contexte énergétique et climatique complet, ce qui permet de tenir compte des externalités de ce secteur (niveaux d'émission, épuisement des ressources, prix des énergies, nouvelles technologies de production) et des substitutions possibles entre l'ensemble des secteurs énergétiques. La question de l'avenir du secteur électrique est alors traitée de façon plus adaptée aux enjeux énergétiques et climatiques que dans un modèle dédié à l'électricité.

Les temps forts de la modélisation prospective

Nous présentons brièvement l'organisation des débats sur le long terme, initiés depuis une cinquantaine d'années par la globalisation économique et les enjeux climatiques et énergétiques, qui sont à l'origine des modèles de prospective énergétique [6, 21, 22, 68].

À la fin des années 1960, le Club de Rome – un groupe international, composé de personnalités du monde des affaires et de la politique – se forme à l'initiative d'Aurelio Peccei, un industriel italien soucieux des conséquences du progrès sur l'environnement. L'objectif du Club de Rome est de participer au débat sur la croissance, et d'étudier les dangers menaçant l'humanité (surpopulation, dégradation de l'environnement, pauvreté, abus ou mauvais usage de la technologie). Les problèmes appréhendés par le Club de Rome sont des problèmes mondiaux, étroitement liés les uns aux autres et touchant à des domaines très variés. La méthode développée s'appuie sur des simulations effectuées par le modèle World : c'est la première fois qu'un effort de modélisation permet de traiter la problématique mondiale à l'aide de l'informatique et d'exprimer en termes mathématiques la question de la viabilité de l'évolution mondiale. La première version du modèle mondial World s'articule autour de cinq variables clés : population, industrie, agriculture, ressources et pollution. Ce modèle devient ensuite World 2, puis 3, dont la structure reste quasiment inchangée. En 1972, les simulations effectuées avec World 3 aboutissent à la publication du retentissant rapport *Limits to Growth* qui présente l'évolution des variables pour un certain nombre de scénarios.

À la publication de ce rapport, la méthode, les résultats et les conclusions du Club de Rome ont été largement critiqués et à l'origine d'un débat sur l'avenir global de nos sociétés, s'articulant autour de différents modèles. Parmi les critiques opposées à la publication de *Limits to Growth*, celle de l'économiste William Nordhaus expose les lacunes du modèle World, qui néglige notamment les processus économiques (substitution, mécanismes de prix) permettant de prendre en compte l'ajustement du système économique à l'évolution des variables. Sa critique débouchera sur un travail de modélisation et sur la mise en place du modèle *Dynamic Integrated Model of Climate and Economy* (DICE) [22].

Avec le premier choc pétrolier de 1973, le problème de la sécurité d'approvisionnement énergétique marque le passage de la question de l'énergie au premier plan des réflexions stratégiques de long terme.

Au début des années 1980, les réflexions sur le changement climatique déplacent le centre d'intérêt des expériences de modélisation qui se développent alors dans les domaines conjoints de l'énergie et du changement climatique. Le problème de long terme posé par les émissions de gaz à effet de serre prend de l'ampleur sur la scène internationale, et la définition des modalités, du timing et des coûts potentiels des politiques à mettre en œuvre devient un enjeu important de la modélisation prospective. À l'occasion des travaux du Groupement International d'Experts sur l'évolution du Climat [13] (GIEC), la modélisation numérique s'impose comme le moyen de déterminer les états futurs, de procéder à des analyses de sensibilité et de tester l'effet des politiques énergétiques et climatiques.

Logique de fonctionnement des modèles de prospective

Ces 50 années de réflexion stratégique sur le long terme ont été extrêmement fécondes pour le développement de la modélisation prospective. Il existe aujourd'hui de nombreux modèles abordant les questions énergétiques et climatiques, et d'encore plus nombreux scénarios utilisés ou produits par ces modèles.

Sous l'impulsion des travaux respectifs de William Nordhaus et d'Alan Manne, deux principaux modèles prospectifs ont vu le jour [22]. Ces modèles partagent un même paradigme d'optimisation mais se différencient dans leur représentation de l'économie [22, 68] :

- le **modèle DICE** est un modèle de croissance optimale, basé sur celui de Ramsey. Le modèle représente l'économie de manière globale en reposant sur un nombre restreint de variables agrégées : le capital, le travail, les matières premières, et l'énergie. Il s'appuie sur un équilibre général calculable permettant de connaître une structure de coût (part des dépenses allouées au travail, aux équipements, à l'énergie et autres consommations intermédiaires). Le modèle intègre aussi un modèle climatique avec interaction entre le climat et l'économie, de façon à estimer le chemin optimal à la fois pour l'évolution du capital accumulé et les réductions des émissions ;
- le **modèle MARKAL** (*MARKet ALlocation*) est un modèle d'optimisation intertemporelle, fondé sur le modèle de von Neumann-Sraffa. Il adopte une représentation de l'économie orientée vers l'analyse d'activités. Celle-ci propose une représentation de l'économie très désagrégée : les différents processus technologiques y sont représentés explicitement. Ces processus permettent de visualiser les biens consommés et/ou produits, en faisant intervenir les flux physiques de matières premières et d'énergie. La résolution de l'équilibre économique s'appuie sur l'anticipation parfaite des prix et des besoins futurs.

Ces modèles, précurseurs en matière de modélisation prospective, ont connu une large diffusion, et beaucoup des modèles utilisés aujourd'hui conservent les fondements qu'ils ont

13. Le GIEC (ou IPCC pour *Intergovernmental panel on climate change*), créé en 1988 par l'Organisation météorologique mondiale et le Programme des Nations Unies pour l'environnement, élabore à intervalles réguliers, des rapports présentant une évaluation de l'état des connaissances relatives au changement climatique. Le Cinquième Rapport d'Évaluation (*Assessment Report* 5) paraîtra en 2014 (cf. http ://www.ipcc.ch).

proposés. Ils peuvent s'organiser en deux catégories principales [6, 21, 22, 69] :

- les modèles *top-down*, traitant de grands agrégats macroéconomiques. Dérivés de l'approche du modèle DICE, ils donnent une vision des systèmes énergétiques à partir d'un nombre réduit de variables économiques agrégées déterminant les niveaux de production des entreprises. Le modèle économique représente les différentes formes d'interactions entre les facteurs, et les technologies sont représentées implicitement ;
- les modèles *bottom-up*, s'appuyant sur l'analyse d'activités. Dérivés de l'approche du modèle MARKAL, ils représentent les échanges physiques de matières premières et d'énergie au cours de processus technologiques détaillés.

On peut également signaler l'existence de modèles *hybrides*, relativement récents, tentant de combiner les apports des deux approches précédentes [21]. La figure 1.7 présente la répartition dans les différentes catégories des principaux modèles prospectifs mentionnés dans la base de données du GIEC.

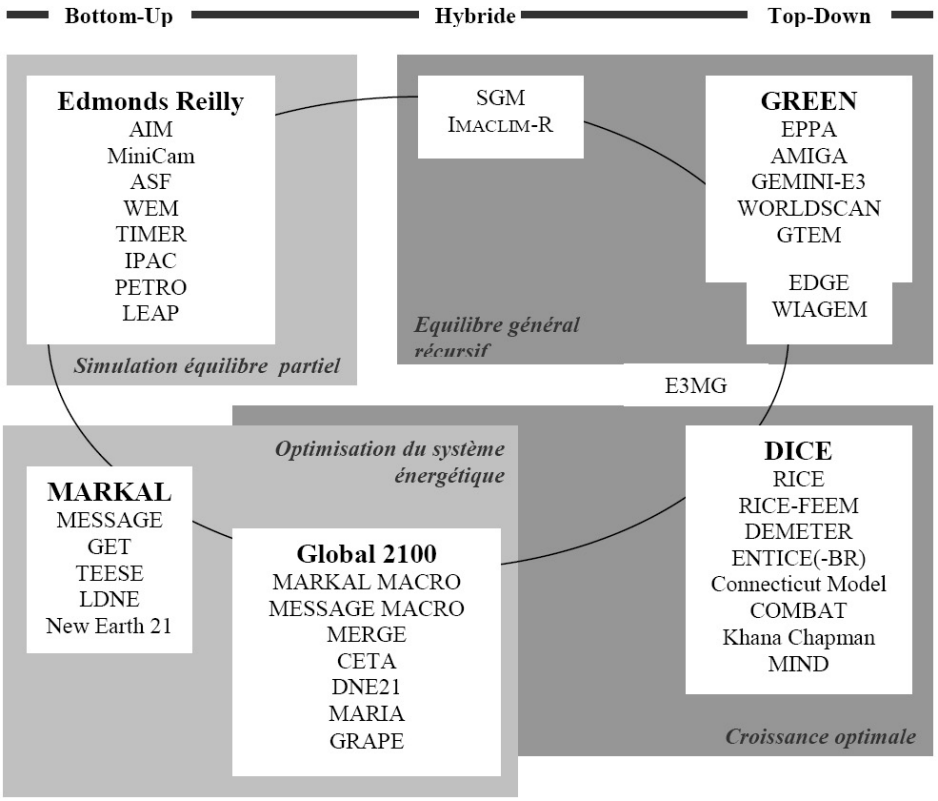


Figure 1.7 – *Classement des modèles mentionnés dans la base de données du GIEC. Ce schéma est extrait de [21], qui présente plus en détails les caractéristiques des familles de modèles.*

1.4 Modélisation prospective avec TIMES

Les enjeux énergétiques et climatiques ont un impact très important sur les possibilités de développement futur du secteur électrique, si bien que les modèles de prospective énergétique sont les mieux adaptés pour anticiper les marges de manœuvre de ce secteur. À cet égard, notre choix se porte vers un outil de modélisation TIMES, de type *bottom-up*, car nous cherchons à connaître les substitutions possibles entre les différentes technologies de production.

1.4.1 Principe de fonctionnement

Parmi les modèles *bottom-up*, le générateur de modèles MARKAL repose sur un formalisme d'optimisation développé au début des années 1980 par l'*Energy Technology Systems Analysis Program* (ETSAP) de l'AIE. Plus de 150 équipes à travers le monde utilisent la plateforme de modélisation, permettant d'échanger les expériences des modélisateurs et de conserver une base commune de modélisation. Le générateur de modèles TIMES (*The Integrated MARKAL-EFOM System*) est le successeur de MARKAL. Il en conserve la logique, qui est améliorée et rendue plus flexible, et inclut des options permettant de traiter les questions de l'apprentissage technologique ou de l'élasticité de la demande [67].

Dans TIMES, la représentation du système énergétique est désagrégée conformément à l'analyse d'activités. Le système énergétique est une construction linéaire où les *process* technologiques sont des briques élémentaires reliées à des *commodités* par des *flux de commodités*. Le terme *commodités* désigne les vecteurs énergétiques, les services énergétiques, les matières, les flux financiers et les émissions. Les *process* technologiques sont décrits par des paramètres technico-économiques (efficacité, coûts d'investissement, d'opération et de maintenance, date de première disponibilité, émissions) et par des caractéristiques de fonctionnement (disponibilité, limites de capacités installées ou de quantités produites).

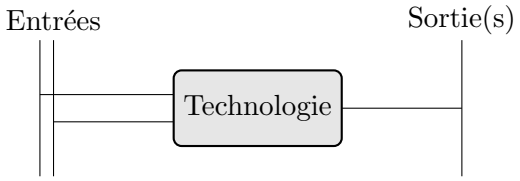


Figure 1.8 – *Principe de la représentation d'une technologie dans TIMES. Ce schéma présente les trois éléments constitutifs d'un modèle TIMES, à savoir : une technologie, des commodités en entrée et sortie de la technologie (représentées verticalement) et des flux de commodités (représentés horizontalement). Les technologies sont reliées aux commodités, et par extension entre elles, par les flux de commodités.*

Cette représentation définit un système énergétique de référence (*Reference Energy System*, RES) composé des suites de technologies entre les ressources primaires et les demandes finales. TIMES permet ensuite de proposer le cheminement technologique qui minimise le coût global actualisé du système énergétique, sous contrainte de satisfaction de la demande, sur l'horizon étudié (plusieurs décennies) [6, 41, 67]. Une vision synthétique d'un RES est proposé pour le système électrique de l'île de La Réunion à la figure 3.4 (p. 122).

1.4.2 Caractéristiques générales

La liste des technologies et des commodités est flexible et définie par l'utilisateur. La couverture géographique est aussi modulable. La forte cohérence des règles de représentation autorise un niveau de désagrégation détaillé des technologies pour répondre à des questions ciblées, du moment que l'utilisateur dispose des données relatives à ce niveau de détails. Ces caractéristiques font de TIMES un générateur flexible de modèles à l'origine d'une famille nombreuse de modèles spécifiques à des questionnements variés.

L'horizon temporel est découpé en périodes de plusieurs années (souvent cinq ans), pour lesquelles les paramètres des technologies peuvent évoluer. L'optimisation est effectuée sur toutes les périodes simultanément, si bien que la solution optimale est déterminée en connaissance parfaite du futur (coût des ressources, options du progrès technologique, niveaux de demande).

Il est également possible de définir des divisions temporelles (découpage saisonnier ou infrajournalier), appelées *timeslices*, à l'intérieur d'une année, quand les modes et les coûts de production d'un vecteur énergétique ou les caractéristiques de certaines technologies ne sont pas constants sur l'année. L'électricité, les réseaux de chaleur, le gaz naturel, la vapeur industrielle ou l'hydrogène nécessitent l'utilisation de *timeslices*. D'une façon générale, on a recours aux *timeslices* quand :

- le stockage de la commodité est très cher voire impossible, ce qui nécessite que la production soit ajustée à la consommation sur chaque *timeslice* ;
- les caractéristiques de production dépendent du moment de la journée ou de la saison (énergie solaire, biomasse) ; ou quand,
- la capacité d'une infrastructure onéreuse doit être suffisante pour permettre de passer une période de pointe de consommation, en particulier pour l'électricité.

Pendant la phase d'optimisation, le modèle reconstitue à chaque période la courbe d'offre en hiérarchisant les moyens de production par ordre de coûts croissants. Les technologies sont sélectionnées dans un cadre de concurrence parfaite, mais l'utilisateur peut moduler ce choix par des contraintes spécifiques de parts de marché ou de taxes. La solution du problème de minimisation donne à chaque période les valeurs des variables de décision du problème pour les technologies et les commodités. La résolution du problème linéaire permet aussi d'évaluer [67] :

- le coût marginal associé à une contrainte, *i.e.* le surcoût pour le système lorsque la contrainte est relâchée d'une unité ; et
- les coûts réduits des technologies non sélectionnées pendant la résolution, *i.e.* la diminution de coût ou la subvention qui sont nécessaires pour permettre à cette technologie d'être sélectionnée.

L'utilisateur renseigne une base de données [14] rassemblant les informations concernant les technologies et leurs paramètres associés, les prix des énergies, les niveaux exogènes de demande, les contraintes, et les différents scénarios. Ces données permettent d'établir l'architecture du système énergétique, *i.e.* de construire le RES. Les équations associées aux

14. Dans ce travail, les bases de données sont remplies à l'aide du logiciel VEDA (*VErsatile Data Analysis*), développé pour MARKAL/TIMES, à partir de fichier Excel®. Les résultats en sortie sont accessibles en utilisant une seconde interface VEDA [41, 86].

données, sont ensuite transcrites en langage de programmation GAMS [41, 89]. Le solveur utilisé minimise le coût global actualisé du système.

1.4.3 Le problème général d'optimisation

TIMES s'appuie sur la structure mathématique d'un programme linéaire de minimisation sous contraintes du coût total actualisé du système énergétique. Nous présentons le formalisme des modèles TIMES utilisés pour représenter tous types de systèmes énergétiques, aussi bien le système électrique seul que le système énergétique complet, de façon à analyser les substitutions possibles entre les différents secteurs. Différents équilibres économiques peuvent être calculés avec TIMES [42, 67] :

1. la minimisation du coût actualisé du système énergétique seul, *i.e.* l'optimisation des technologies d'offres :

$$\min CX \tag{1.1}$$

$$\text{sous contrainte de } \begin{cases} AX \geq b \\ EX \geq \text{dem} \end{cases} \tag{1.2}$$

   où :
   – (1.1) est le coût actualisé du système ;
   – dans (1.2), la matrice A représente les contraintes techniques et politiques, *e.g.* un plafond des émissions de CO_2, et la matrice E définit les contraintes de satisfaction de la demande.
2. la minimisation du coût actualisé du système total, incluant les technologies de demandes ;
3. la maximisation du surplus total, si on utilise la version élastique du modèle et qu'on renseigne les élasticités de la demande, qui devient endogène ;
4. la maximisation de l'utilité du consommateur qui permet de trouver l'équilibre économique général, si le modèle est couplé à un modèle d'équilibre général, *e.g.* via l'extension MARKAL-MACRO [66].

Dans le modèle TIMES de La Réunion du chapitre 3, nous utiliserons le premier objectif (cf. équation (1.1)) en se restreignant aux technologies de production du système électrique.

Les variables de décision

Les variables de décision sont notées en gras. Elles sont calculées à chaque période t :
– pour un *process* p : les investissements en nouvelles capacités (**ncap** en GW), la capacité totale installée **capt** (GW), et son niveau de fonctionnement ou activité (**act** en PJ). Il est aussi possible de définir une option *vintage* permettant de millésimer une technologie, *i.e.* de lui attribuer des caractéristiques différentes en fonction de l'année d'installation. Les flux de ces technologies sont dotées d'un indice v qui fait référence à l'année d'installation de la technologie ;
– pour une commodité c : les quantités importées, exportées (**trade** en PJ), les quantités issues des mines ou le potentiel exploité pour les énergies renouvelables ;

– les flux de commodités (**flow** en PJ) entrant et sortant d'une technologie. Ces variables donnent de la flexibilité aux technologies qui sont modélisées avec TIMES. Les flux d'une technologie ne sont pas liés d'une manière rigide à l'activité de la technologie (équations (1.8) et (1.9)) ;
– les quantités d'une commodité c stockée (**in**) et déchargée (**out**) d'une technologie de stockage ;
– le niveau d'émissions (**envact** en kt) d'un polluant, qui est proportionnel à l'activité de la centrale ;
– l'ajustement par période du niveau de demandes, quand celles-ci sont élastiques (**dm**).

L'utilisation du système d'unités (GW, PJ, kt) est défini par l'utilisateur. Un tel système est adapté aux grands systèmes énergétiques à l'échelle d'un pays par exemple. Dans le modèle de La Réunion, nous utiliserons plutôt les unités (MW, TJ, kt).

Fonction objectif et contraintes du modèle

TIMES génère un problème de minimisation sous contraintes, dont nous présentons les principales équations à partir de la documentation du modèle [67]. Lorsqu'une contrainte ne peut pas être satisfaite, le modèle est *infaisable*.

Les indications – écrites dans une police plus petite – expliquent le détail des équations ou inéquations et peuvent être ignorées pour une compréhension rapide du modèle.

Fonction objectif La fonction à minimiser est le coût total du système, qui vaut la somme des coûts actualisés du système, dont le périmètre est précisé conformément à l'équation (1.1), et du coût associé à la perte de surplus du consommateur :

$$\mathrm{NPV} = \sum_{r \in R} \sum_{y \in Y} \Big(1 + \alpha(r)\Big)^{y_{\mathrm{ref}} - y} \mathrm{ANNCOST}(r, y) \tag{1.3}$$

– NPV : coût total actualisé du système (*net present value*) ;
– R : indice de l'ensemble des régions du système ;
– Y : indice de l'ensemble des années de l'horizon étudié ;
– $\alpha(r)$: taux d'actualisation de la région r ;
– y_{ref} : année de référence ;
– $\mathrm{ANNCOST}(r, y)$: coût annuel de la région r pour l'année y, englobant :
  – les coûts d'investissements et de démantèlements exprimés en flux annuel de paiements ;
  – les coûts annualisés dans le modèle : coûts fixes et variables d'opération et de maintenance, les coûts d'importation et d'extraction des ressources domestiques, les coûts de fourniture, les taxes associées à des commodités ou technologies ;
  – auxquels on soustrait :
    – les revenus d'exportation, les subventions associées aux commodités ou technologies, les revenus liés au recyclage des commodités après démantèlement d'une technologie ;
    – la valeur de récupération du système des investissements actifs à la fin de l'horizon d'étude, et assignée en une fois à la fin de l'horizon.

Transfert de capacités (conservation des investissements) L'équation de transfert assure la cohérence des capacités installées et la linéarité du modèle lors du passage d'une période

à la suivante. L'équation permet de faire le lien pour chaque technologie entre les capacités résiduelles à la période t, les nouveaux investissements ayant eu lieu jusqu'à cette période t, et la capacité installée à cette période.

$\forall r \in R$, $\forall t \in T$, $\forall p \in P$,

$$\mathbf{capt}(r,t,p) = \text{resid}(r,t,p) + \sum_{(t-t_0)<t'}^{t} \mathbf{ncap}(r,t',p) \tag{1.4}$$

- T : indice de l'ensemble des périodes (*time period*) ;
- P : indice de l'ensemble des *process* ;
- $\text{resid}(r,t,p)$: capacités présentes avant la première période du modèle et toujours en fonctionnement à l'année t. Le niveau de la capacité installée avant la première période ainsi que la valeur résiduelle de cette capacité sur toutes les périodes suivantes sont définis par un profil fixé par l'utilisateur ;
- $\mathbf{capt}(r,t,p)$: capacité totale installée du *process* p (en PJ/an pour la plupart des technologies de l'énergie ou en GW pour les centrales électriques) ;
- $t_0 = \text{life}(r,t',p)$: durée de vie du *process* p ;
- $t - t_0$ assure que les capacités installées dans le modèle durant les périodes antérieures à la période t sont toujours opérationnelles à t. $(t - t_0) < t'$ assure de comptabiliser les investissements dans des *process* toujours en activité à la période t ;
- $\mathbf{ncap}(r,t',p)$: nouveaux investissements du *process* à la période t'.

Activité des technologies Cette contrainte relie les niveaux d'activité des *process* technologiques aux flux de commodités entrantes ou sortantes des *process* par un facteur de conversion « actflo » lié à l'efficacité du *process*.

$\forall r \in R$, $\forall v \in V, \forall t \in T$, $\forall p \in P, \forall s \in S$,

$$\mathbf{act}(r,v,t,p,s) = \sum_{c \in \text{PCG}} \frac{\mathbf{flow}(r,v,t,p,s,c)}{\text{actflo}(r,v,p,c)} \tag{1.5}$$

- V : indice de l'ensemble des millésimes (*vintage*) ;
- S : indice de l'ensemble des sous-périodes (*timeslices*).
- $\mathbf{act}(r,v,t,p,s)$: variable globale d'activité caractérisant le niveau d'activité de la technologie sur la période (en général en PJ) ;
- le *Primary Commodity Group* (PCG) est défini comme un sous-ensemble des commodités entrantes ou sortantes d'une technologie. Ce sous-ensemble est nécessaire pour identifier pour quel ensemble est fixé le facteur de conversion ;
- $\mathbf{flow}(r,v,t,p,s,c)$: quantité de la commodité c consommée ou produite par la technologie (PJ) ;
- $\text{actflo}(r,v,p,c)$: facteur de conversion (souvent égal à un) entre l'activité du *process* et le flux de la commodité c. Ce facteur définit une sorte d'efficacité de la technologie relative à chaque commodité, mais n'est pas nécessairement l'efficacité de la centrale si le PCG correspond aux commodités de sortie.

Utilisation des capacités La relation suivante garantit que l'activité d'une technologie sur chaque sous-période est inférieure à ce que peut effectivement produire la capacité installée, d'après un facteur de disponibilité renseigné par l'utilisateur.

$\forall r \in R$, $\forall v \in V, \forall t \in T$, $\forall p \in P, \forall s \in S$,

$$\mathbf{act}(r,v,t,p,s) \leq \text{af}(r,v,t,p,s) \cdot \text{cap2act}(r,p) \cdot \text{fr}(r,s) \cdot \mathbf{cap}(r,v,t,p) \tag{1.6}$$

- af(r, v, t, p, s) : facteur de disponibilité du *process* p, à la période t [15] ;
- cap2act(r, p) : facteur de conversion entre les unités définies pour la capacité et l'activité de la technologie. Pour une activité en PJ et une capacité en GW, le facteur de conversion vaut $31,536$ sur un an [16] ;
- fr(r, s) : fraction de la *timeslice* sur l'année ;
- $\mathbf{cap}(r, v, t, p)$: capacité installée du *process* p à la période t, éventuellement millesimée.

Équilibre des flux de commodités (commodity balance equation) La figure 1.9 illustre cette contrainte. Les quantités produites de chaque commodité (importations et productions minières, sorties des technologies précédentes), à chaque période ou sous-période, sont supérieures ou égales aux quantités consommées (exportations, entrées des technologies suivantes).

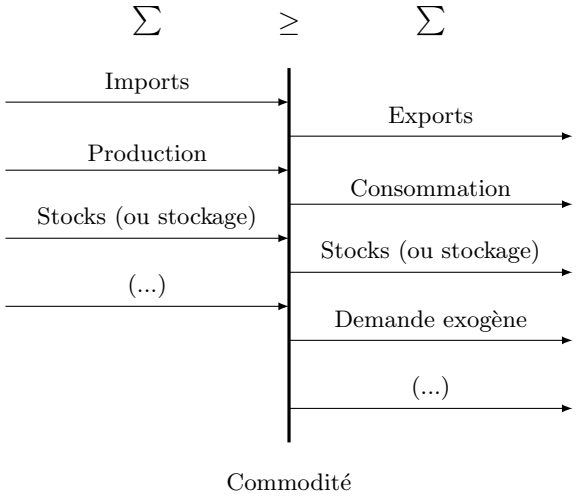


Figure 1.9 – *Contrainte d'équilibre des flux de commodités. La somme des quantités produites de la commodité (représentée verticalement) doit être supérieure ou égale à la somme des quantités utilisées.*

$$\forall r \in R,\ \forall v \in V, \forall t \in T,\ \forall c \in C, \forall s \in S,$$

$$\begin{aligned}
\eta(r,t,c,s)\Bigg(& \sum_{\substack{p\in P,\\ c\in \mathrm{OUT}(p)}} \Big(\mathbf{flow}(r,v,t,p,c,s) + \mathrm{stg_eff}(r,v,p)\cdot \mathbf{sout}(r,v,t,p,c,s)\Big) \\
& + \sum_{\substack{p\in P,\\ c\in \mathrm{IMP}(p)}} \mathbf{trade}(r,t,p,c,s,\text{“imp”}) + \sum_{p\in P} \mathrm{release}(r,t,p,c)\cdot \mathbf{ncap}(r,t,p,c)\Bigg) \\
& \geq \sum_{\substack{p\in P,\\ c\in \mathrm{IN}(p)}} \Big(\mathbf{flow}(r,v,t,p,c,s) + \mathbf{sin}(r,v,t,p,c,s)\Big) \\
+ \sum_{\substack{p,\\ c\in \mathrm{EXP}(p)}} & \mathbf{trade}(r,t,p,c,s,\text{“exp”}) + \sum_{p\in P} \mathrm{sink}(r,t,p,c)\cdot \mathbf{ncap}(r,t,p,c) + \mathrm{fr}(r,s,c)\cdot \mathbf{dm}(c,t)
\end{aligned} \tag{1.7}$$

- IN(p)/OUT(p) : ensemble des commodités entrantes ou sortantes du *process* p ;

15. Il existe aussi des facteurs de disponibilité saisonniers, afs, ou annuels, afa.
16. Une centrale de 1 GW fonctionnant pendant 1 an produit $8,76$ TWh, soit $31,536 = 8,76 \times 3,6$ PJ.

- EXP(p)/IMP(p) : ensemble des commodités exportées ou importées via le *process* p ;
- $\eta(r, t, c, s)$: rendement global de transmission de la commodité c dans le système, par exemple le rendement du réseau de transport d'électricité ;
- stg_eff(r, v, p) : efficacité de la technologie de stockage p ;
- $\mathbf{sout}(r, v, t, p, c, s)$: quantité de la commodité c déchargée par la technologie de stockage p ;
- $\mathbf{sin}(r, v, t, p, c, s)$: quantité de la commodité c stockée dans la technologie de stockage p ;
- $\mathbf{trade}(r, t, p, c, s,$"imp"/"exp"$)$: quantité de la commodité c importée ou exportée par la région r via la technologie d'import/export p ;
- release(r, t, p, c) : quantité de la commodité c récupérée par unité de capacité de la technologie p démantelée ;
- sink(r, t, p, c) : quantité de la commodité c requise par unité de nouvelles capacités de la technologie p (ce paramètre est utile pour représenter la consommation de matériaux ou d'énergie dans la construction d'une unité) ;
- fr(r, s, c) : durée de la *timeslice*, relative à la commodité c (pour les commodités sans découpage par *timeslice*, fr$(r, s, c) = 1$) ;
- $\mathbf{dm}(c, t)$: demande de la commodité c.

Contrainte de satisfaction de la demande La contrainte de satisfaction de la demande est un cas particulier de l'équilibre des flux de commodités (équation (1.7)). À chaque période t, pour chaque commodité demandée (énergies ou services énergétiques), la production de la commodité doit être supérieure au niveau demandé.

Relations entre les flux Des paramètres spécifiques (économiques ou techniques) sont associés aux flux de ces commodités, offrant plus de flexibilité dans la représentation des flux. Deux équations sont relatives aux flux de commodité :

1. **Relations entre les flux d'un *process*** La contrainte définit les relations entre les flux entrants et sortants d'un *process*. La somme des commodités sortantes de même type (énergies, émissions) est fixée par rapport à la somme des commodités entrantes, laissant libres les proportions des différentes commodités produites par le *process* (ou inversement s'il y a plusieurs commodités entrantes). La contrainte offre une grande souplesse dans les niveaux de commodités produites pour les *process* ayant plusieurs commodités sortantes (ou dans les niveaux de commodités consommées pour les *process* ayant plusieurs commodités entrantes).
   $\forall r \in R$, $\forall v \in V, \forall t \in T$, $\forall p \in P, \forall s \in S$,

$$\sum_{c \in \mathrm{CG}_2} \mathbf{flow}(r, v, t, p, c, s) = \mathrm{flofunc}(r, v, \mathrm{CG}_1, c, \mathrm{CG}_2, s) \cdot \left(\sum_{c \in \mathrm{CG}_1} \mathrm{coeff}(r, v, p, \mathrm{CG}_1, c, \mathrm{CG}_2, s) \cdot \mathbf{flow}(r, v, t, p, c, s) \right) \tag{1.8}$$

   où :
   - $\mathrm{CG}_1/\mathrm{CG}_2$: ensemble des commodités entrantes ou sortantes de la technologie ;
   - flofunc$(r, v, \mathrm{CG}_1, c, \mathrm{CG}_2, s)$: rendement global de la technologie par rapport à la somme des commodités de CG_1 ;
   - coeff$(r, v, p, \mathrm{CG}_1, c, \mathrm{CG}_2, s)$: ce paramètre décrit à la fois l'efficacité du *process* par rapport à la commodité c et assure la cohérence des flux entre les différentes *timeslices*.

2. **Répartition des flux d'une technologie flexible** Cette contrainte limite la valeur des flux entrants ou sortants d'un *process* et permet à l'utilisateur de limiter la souplesse accordée par l'équation précédente.

   $\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$

$$\mathbf{flow}(c) \leq, \geq, = \text{floshar}(c) \cdot \left(\sum_{c' \in \text{CG}} \mathbf{flow}(c') \right) \tag{1.9}$$

   - floshar(c) : coefficient qui fixe ou impose une borne inférieure ou supérieure à la part de la commodité c dans le mix de commodités entrantes ou sortantes de la technologie p ;
   - CG : un des ensembles de commodités entrantes ou sortantes de la technologie.

Contrainte de réserve de capacité pour la période de pointe Cette contrainte est définie pour les *process* ayant des niveaux de production et/ou consommation différenciés par *timeslices*. Elle impose que la capacité installée des technologies produisant une commodité pendant une période t, dans chaque région r, soit supérieure à la puissance moyenne appelée pendant la *timeslice* s_p de plus forte demande, augmentée d'un pourcentage défini. L'objectif est de surdimensionner le système par rapport aux besoins de la période de plus forte demande. Cette contrainte garantit une marge de sécurité pour pouvoir faire face aux imprévus de production.

$\forall r \in R, \forall t \in T, \forall c \in C,$

$$\begin{aligned}
&\eta(r,t,c,s_p)\left(\sum_{p \in P'(c)} \text{cap2act}(r,p) \cdot \text{peak}(r,v,p,c,s_p) \cdot \text{fr}(r,s_p,c) \cdot \mathbf{cap}(r,v,t,p) \cdot \mathbf{actflo}(r,v,t,p) \right. \\
&\qquad \left. + \sum_{p \in P \setminus P'(c)} \text{peak}(r,v,p,c,s_p) \cdot \mathbf{flow}(r,v,t,p,c,s_p) + \mathbf{trade}(r,t,p,c,s_p,\text{“imp”}) \right) \\
&\geq \Big(1 + \text{reserve}(r,t,c,s_p)\Big) \cdot \left(\sum_{p \in P''(c)} \mathbf{flow}(r,v,t,p,c,s_p) + \mathbf{trade}(r,t,p,c,s_p,\text{“exp”}) \right)
\end{aligned} \tag{1.10}$$

   - s_p : *timeslice* de plus forte demande ;
   - $P'(c) = P|_{c \in \text{PCG}(p)}$: ensemble des *process* produisant la commodité c, et pour lesquels la commodité c appartient au PCG de ces technologies (cet ensemble exclut les *process* dont la commodité est un co-produit) ;
   - $P''(c) = P|_{p \text{ consuming } c}$: ensemble des technologies consommant la commodité c ;
   - peak(r, v, p, c, s) : fraction de la capacité de la technologie p disponible durant la période de pic. Ce coefficient permet de différencier les participations à la réserve des différents *process*. Dans le cas de l'électricité, la valeur est proche de un pour les centrales classiques, et est compris entre $0,2$ à $0,3$ pour les productions renouvelables intermittentes (éolienne et solaire) ;
   - reserve(r, t, c, s) : réserve de capacité requise pour la commodité étudiée ;
   - notons que les importations peuvent participer à la satisfaction de la demande de pointe.

Pour un système électrique, le paramètre « reserve(r,t,c,s) » s'apparente aux besoins de réserve nécessaire pour que le système soit suffisamment dimensionné pour passer la pointe et faire face aux incidents. En effet, sans cette équation, le niveau de capacités installées résultant de l'optimisation d'un modèle TIMES serait celui permettant de fournir la puissance

équivalente moyenne de la *timeslice* de plus forte demande (la figure 3.12, page 136, présente l'évolution de la puissance équivalente moyenne des *timeslices* du modèle de La Réunion). Ce niveau sous-estime les besoins d'investissements puisque :

- la puissance de pointe est toujours supérieure à la puissance équivalente moyenne du modèle ;
- l'exploitation du système requiert des capacités installées supérieures à la puissance de pointe en cas d'incidents.

Ainsi, cette équation permet de prévoir des capacités suffisantes pour que le système puisse satisfaire l'équilibre offre / demande sur tout l'horizon, *i.e.* passer les périodes de pointe et faire face aux contingences de l'exploitation. Cependant, la gestion de l'équilibre offre / demande ne repose pas uniquement sur ces propriétés statiques et nous verrons à la section 1.5 en quoi cette représentation est insuffisante pour assurer la fiabilité de l'exploitation.

Contraintes sur les commodités Dans TIMES, il est possible de mettre des contraintes sur des grandeurs relatives aux commodités comme la quantité totale produite. Les variables associées aux commodités peuvent être limitées par des bornes, qui sont définies par année ou par la valeur cumulée sur plusieurs périodes. Il est alors possible de contraindre le niveau d'émissions de polluants de certains secteurs, ou d'imposer des limites globales d'émissions du système étudié.

Contraintes définies par l'utilisateur Enfin, l'utilisateur a la liberté de créer des contraintes additionnelles pour représenter une spécificité du système étudié. L'utilisateur peut par exemple définir une contrainte limitant les investissements dans des capacités nucléaires ou sur le niveau d'émissions du système étudié (en contraignant la variable de décisions **envact**).

Les contraintes de TIMES sont bien adaptées à la représentation des systèmes électriques. Elles permettent de tenir compte des spécificités de fonctionnement des centrales électriques, notamment :

- leur disponibilité (équation (1.6)) ;
- leur efficacité (équation (1.5)) ;
- les relations entre les flux d'énergies produites ou consommées (équations (1.8) et (1.9)).

L'équation (1.7) assure le dimensionnement en énergie du secteur, et les contraintes (1.4) et (1.7) permettent d'aboutir à un dimensionnement en puissance.

Cependant, la représentation du secteur électrique proposée par TIMES, et plus généralement par l'ensemble des modèles de long terme, ne permet pas d'évaluer la fiabilité des systèmes électriques, *i.e.* sa capacité à se prémunir d'incidents d'exploitation. La fiabilité de fourniture étant une caractéristique essentielle des systèmes électriques, de nombreux outils existent pour que les gestionnaires du réseau pilotent efficacement le réseau. Ces outils, intervenant à plusieurs échelles temporelles, vérifient que la production puisse faire face aux aléas de production ou de consommation, mais sont insatisfaisants pour être intégrés dans les modèles de long terme.

1.5 Fiabilité des systèmes électriques

La fiabilité de fourniture est une exigence essentielle au fonctionnement des systèmes électriques. D'après l'ENTSO-E et RTE, la fiabilité – ou sûreté – du système repose sur deux missions principales [36, 91] :

1. Assurer le fonctionnement normal d'un système électrique, qui relève de la capacité à satisfaire la demande et à passer la pointe. Les fluctuations de la production ou de la consommation sont *prévisibles*. Un tel régime est assuré par un niveau suffisant de capacités installées et une activité adéquate des centrales, en fonction de leur disponibilité.
2. Garantir une gestion fiable du système permettant de faire face aux incidents et indisponibilités exceptionnelles, et d'assurer un retour à des conditions stables de fourniture. Dans ce cas, les fluctuations sont *imprévisibles*.

Ces deux missions imposent des conditions nécessaires pour que le fonctionnement des systèmes électriques soit acceptable.

Les décisions d'investissements doivent donc être orientées vers les technologies les plus performantes vis-à-vis de ces contraintes. Les contraintes correspondant à la première mission sont intégrées à la représentation du secteur électrique telle que réalisée dans les modèles de planification à long terme, y compris TIMES, mais aucun élément ne garantit que les systèmes électriques proposés satisfassent à la seconde mission et puissent ramener le système à des conditions stables de fonctionnement après un incident. Les résultats s'exposent alors à être irréalisables et il pourrait être nécessaire de revenir sur les décisions d'investissements proposées pour garantir la fiabilité des futurs systèmes électriques.

Ce constat prend de l'importance aujourd'hui car, pour répondre aux contraintes environnementales et économiques, les systèmes électriques envisagés par les décideurs sont en rupture avec les systèmes conventionnels et la fiabilité de l'exploitation n'est pas nécessairement garantie. En effet, l'intégration massive d'énergies intermittentes et la modification de l'architecture des réseaux électriques repoussent les limites d'exploitation des réseaux et risquent de fragiliser la fiabilité de la fourniture d'électricité. Par exemple, la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) mentionne le risque présenté par une intégration massive d'énergie éolienne sur les réseaux [80] :

> « *These new resources may require a change in traditional planning and new technologies to support reactive power at the transmission level : a large penetration of wind generation with a significant distance requirement for delivery or generation off-set will cause the voltage to drop.* »

Il est donc crucial d'évaluer la fiabilité des systèmes électriques du futur afin d'orienter l'évolution des systèmes électriques vers l'ensemble des solutions *plausibles*, *i.e.* pour nous ici garantissant un fonctionnement acceptable.

1.5.1 Dégradation de la sûreté électrique

Un système électrique est en permanence soumis à des aléas de production ou consommation, alors que l'équilibre entre l'offre et la demande doit être garanti à chaque instant. Pour assurer un fonctionnement satisfaisant du système malgré les aléas, il doit être dimensionné

pour faire face à la plupart des incidents en ayant recours à des conversions entre différentes formes d'énergie (magnétique, mécanique, potentielle notamment). Les incidents pouvant affecter le fonctionnement d'un système électrique doivent être maîtrisés par le gestionnaire pour respecter les plages contractuelles de tension et de fréquence, mais surtout pour éviter les phénomènes d'écroulement complet du système. À cette fin, des mécanismes performants sont déployés et permettent d'assurer le réglage de la tension et de la fréquence du système.

La sûreté de fonctionnement d'un système électrique se définissant comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système et limiter le nombre et l'ampleur des incidents, le GRT, garant de la sécurité du système, doit se prémunir de quatre phénomènes pouvant être à l'origine d'incidents de grande ampleur [91].

En France, RTE évalue la qualité de l'électricité à partir de la fréquence des coupures. On peut distinguer les coupures brèves, d'une durée comprise entre 1 seconde et trois minutes, et les coupures longues, d'une durée de plus de trois minutes. En comptant les événements climatiques exceptionnels, les sites raccordés au réseau public de transport ont subi en moyenne 0,10 coupure longue et 0,48 coupure brève au cous de l'année 2009 [90].

Les surcharges en cascade

Des intensités trop élevées échauffent les conducteurs et menacent la sécurité des personnes et l'intégrité des ouvrages de production ou de transport. Pour éviter ces échauffements, des protections de surcharges existent et l'ouvrage *déclenche* si la surcharge n'est pas levée, *i.e.* l'ouvrage est soudainement déconnecté du système. Le *déclenchement* reporte le transit de l'ouvrage sur les ouvrages voisins. Lors de phénomènes graves, le déclenchement génère de nouvelles surcharges, puis de nouveaux déclenchements. Par reports de charges successifs, les nouvelles surcharges sont plus nombreuses et plus difficiles à gérer dans les délais donnés par les protections. Avec la décentralisation de la production et le développement des *smartgrids*, ces phénomènes seront plus difficiles à gérer car les flux de puissance électrique pourront être bidirectionnels, *i.e.* depuis *et* vers les réseaux de transport, depuis *et* vers les réseaux de distribution.

Pour se prémunir de ce type d'événements, le gestionnaire du système doit disposer :
- d'un plan de protection parfaitement coordonné et suffisamment sélectif pour ne déclencher que les ouvrages nécessaires à l'élimination du défaut ; et
- de schémas d'exploitation robustes pour éviter l'émergence de tels défauts.

L'écroulement de tension

Les sources de tension du système sont les alternateurs dont la force électromotrice est commandée par le système d'excitation et pouvant absorber ou fournir localement de la puissance réactive pour maintenir le plan de tension [10,84]. En effet, la tension est fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive.

La puissance réactive est une puissance ne correspondant pas à un échange de puissance utile sur le réseau. Cependant, la présence d'éléments capacitifs et inductifs indissociables des conversions électromagnétiques, entraîne un déphasage entre la tension et le courant. Le

courant actif, *i.e.* en phase avec la tension, est à l'origine des échanges de puissance utile. À l'inverse, le courant réactif, *i.e.* en quadrature de phase avec la tension, correspond à un échange fluctuant de puissance entre les éléments du réseau, globalement nul. Les transits de puissance augmentent les chutes de tension et les pertes par effet Joule à cause du courant réactif. Par convention, une charge inductive absorbe de l'énergie réactive et une charge capacitive en fournit.

Or, sur les réseaux de transport, ce sont surtout les transits de puissance réactive qui sont à l'origine de chutes de tension [17] [14,91]. Ainsi, la compensation de la puissance réactive doit être assurée localement pour maintenir le plan de tension.

Quand une zone est en déficit de puissance réactive à la suite d'un incident, l'importation de puissance réactive à partir des zones voisines provoque des chutes de tension. Si l'appel de puissance réactive dépasse les capacités de secours des zones voisines, il est reporté sur les zones adjacentes : la chute de tension se propage, les capacités d'échanges de puissance active du système diminuent, et le plan de tension peut s'écrouler.

L'écroulement de fréquence

La stabilité de la fréquence du système traduit celle de l'équilibre entre production et consommation. En effet, production et consommation sont rendues solidaires par les phénomènes électromagnétiques qui régissent leur comportement. Le courant électrique circulant sur le réseau est la conséquence de cet équilibre. La production est principalement d'origine mécano-magnéto-électrique, et la consommation d'origine :

- électro-magnéto-mécanique (moteurs) ; ou
- électro-magnétique (technologies de l'information et de la communication) ; ou enfin
- électro-thermique (ampoules incandescentes, chauffage).

La consommation étant fluctuante, il faut constamment adapter la puissance fournie pour maintenir la fréquence à la valeur de référence (50 Hz en Europe). Il est important de maintenir la fréquence dans une plage de fréquences autour de cette valeur, car les appareils du réseau sont conçus pour fonctionner autour de ces fréquences et pourraient se dégrader si on n'opérait pas autour de cette fréquence. Si le déséquilibre de fréquence est trop important, une partie ou l'ensemble du système s'effondre rapidement.

La rupture de synchronisme

Un système stable fonctionne de manière synchrone : les machines synchrones tournent à la même vitesse électrique, alors que les phases, *i.e.* le déphasage entre tension de sortie et courant de la machine, peuvent être différentes. Les régulateurs de tension et de vitesse des machines synchrones garantissent que le couple moteur des alternateurs et le couple opposé par le réseau ne s'éloignent pas trop du point de fonctionnement nominal (à fréquence et tension nominales).

Les problèmes de stabilité dynamique des machines synchrones résultent du passage de la

17. La résistance des lignes haute tension, à l'origine du courant actif, est faible devant leur réactance, à l'origine du courant réactif.

machine d'un état stable à un autre. Pour une machine connectée à un réseau de puissance infinie, *i.e.* un réseau où la puissance échangée est grande devant celle fournie par l'alternateur, l'augmentation de la puissance appelée par les consommateurs entraîne l'augmentation de l'angle interne δ de la machine afin que la puissance mécanique fournie par l'alternateur augmente. À cause de l'inertie mécanique de la machine, l'angle interne de la machine, δ, *i.e.* le déphasage entre le champ magnétique rotorique et le champ de l'entrefer (des précisions sur δ sont apportées à la section 2.2), ne peut pas varier instantanément :

– la puissance fournie par la machine augmente instantanément ; puis
– le rotor accélère légèrement pour que l'angle interne δ augmente.

Avant de se stabiliser à un nouveau point de fonctionnement stable, la valeur de δ oscille légèrement à cause de l'inertie mécanique de la machine [84].

Toutefois, si la différence entre les deux niveaux de puissance est trop importante, par exemple pour un court-circuit trop long, ou si l'angle interne initial est trop grand, il peut arriver que l'accélération du rotor entraîne δ au-delà de $\frac{\pi}{2}$, correspondant à la puissance maximale de l'alternateur. À ce point, le rotor continue à accélérer et la puissance transmise au réseau diminue. L'angle δ croît continuellement et il y a perte de synchronisme par survitesse [60, 84].

Quand les alternateurs ne tournent plus à la même vitesse, on parle de rupture de synchronisme. La fréquence du système n'a plus de sens précis. La tension se compose de sources de tension ayant des fréquences différentes et oscille sur le réseau. Des contraintes vibratoires et de torsion des arbres apparaissent sur les alternateurs et peuvent détériorer le matériel. Si le phénomène se prolonge, le réseau est automatiquement découpé de façon à isoler la zone en rupture de synchronisme. Ensuite, si dans la zone découpée le déséquilibre entre production et consommation est trop grand, les groupes de production se déconnectent et c'est le *blackout*.

1.5.2 Réglages et services système

Pour se protéger de ces événements, les gestionnaires de système disposent de moyens d'action spécifiques [14, 15, 36, 58, 91]. Parmi l'ensemble de ces moyens, des systèmes performants de réglages de la tension et de la fréquence sont les paramètres les plus indispensables au fonctionnement des systèmes électriques. La figure 1.10 présente les temps caractéristiques des phénomènes pouvant survenir dans la gestion d'un système électrique. Nous présentons ici les mécanismes de réglages de la tension et de la fréquence, dont les constantes de temps varient entre la seconde et quelques dizaines de minutes.

Réglages de la tension

Les plages normales de variation de tension du réseau sont [92] :

– de 380 à 420 kV pour le réseau 400 kV (± 5 %) ;
– de 200 à 245 kV pour le réseau 225 kV (-11 % à 9 %) ;
– ± 10 % de la tension contractuelle [18] pour le réseau 150 kV (sans dépasser 170 kV) ;

18. La tension contractuelle est définie dans une plage de ± 6 % de la tension nominale de réseau pour les réseaux 90, 63, 45 et 42 kV et de 7 % pour le réseau 150 kV.

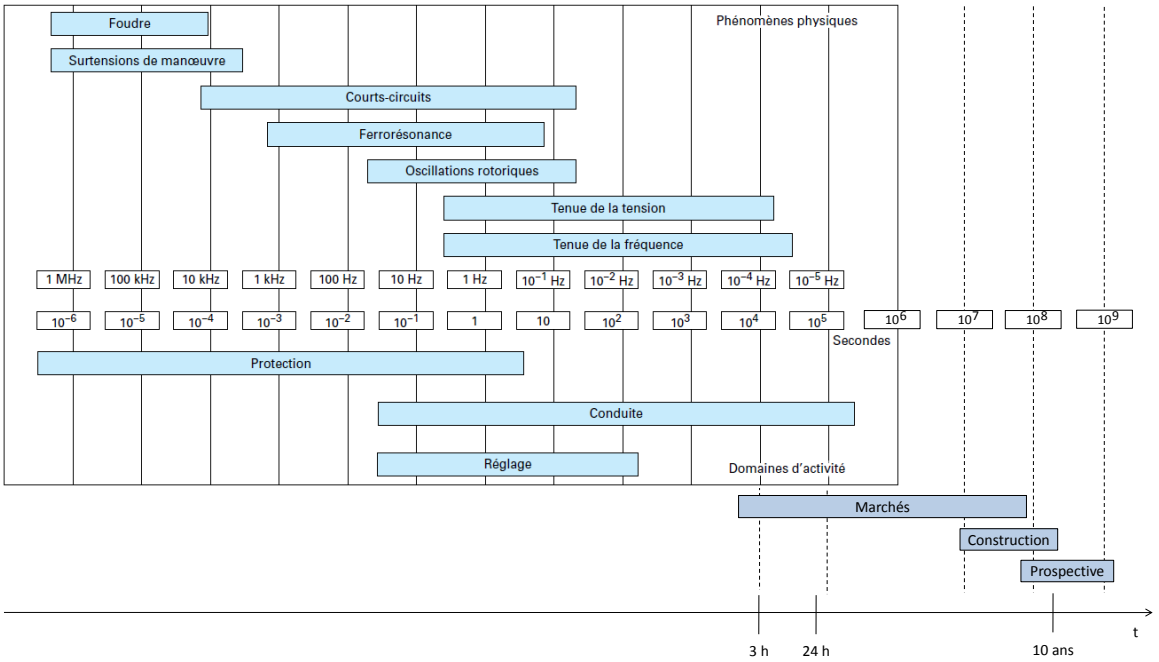


Figure 1.10 – *Représentation des différents phénomènes physiques d'un système électrique par échelle de temps et correspondance avec les grands domaines d'activité : protection, réglage et conduite des réseaux. (i) La protection sert à prévenir les risques physiques des personnes, les dégâts matériels et l'impact de perturbations sur la marche du système. (ii) Le réglage vise à maintenir le système autour d'un point de fonctionnement. (iii) La conduite garantit la disponibilité des ouvrages et ajuste les moyens de réglages pour maintenir les marges de sécurité, tout en minimisant les coûts d'exploitation. Figure extraite de [77], reproduite avec l'aimable autorisation des Techniques de l'Ingénieur, et complétée par l'auteur aux temps longs (cf. http ://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/42263210-reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition/download/d4120/outils-de-simulation-dynamique-des-reseaux-electriques.html).*

– ± 8 % de la tension contractuelle pour les réseaux 90, 63, 45 et 42 kV (sans dépasser 100 kV pour le réseau 90 kV).

Les variations exceptionnelles de tension correspondent à des situations dégradées d'exploitation du réseau pour lesquelles les sources d'énergie réactive ne sont plus localement suffisantes pour satisfaire les besoins. Pendant ces événements exceptionnels, le niveau de tension sur les réseaux peut évoluer dans des plages de tensions hautes au-delà du domaine normal pendant 5 ou 20 minutes seulement selon l'ampleur de la surtension. Des régimes de fonctionnement exceptionnel vers les valeurs basses peuvent également avoir lieu pendant des durées limitées pouvant aller jusqu'à 5 heures sur le réseau 400 kV.

Pour la fiabilité du système, il est nécessaire de dimensionner le système avec un niveau suffisant d'énergie réactive, qui doit être mobilisable localement à cause des transits qui y sont associés. Les groupes de production sont les principaux acteurs participant aux réglages de la tension, car le niveau d'excitation du rotor permet d'ajuster l'amplitude de la tension à vide de la machine et la fourniture d'énergie réactive.

Le réglage de la tension est obtenu par une succession de trois commandes qui permettent de mobiliser les réserves réactives sur des zones de plus en plus étendues [36, 91].

1. Le **réglage primaire** mobilise la réserve réactive des groupes les plus proches de la

perturbation sous l'action du régulateur primaire de tension. Le régulateur asservit la tension statorique à une valeur de consigne en agissant sur la tension d'excitation du rotor.

2. Le **réglage secondaire** de tension mobilise l'ensemble des réserves réactives à l'intérieur d'une zone prédéfinie appelée zone du réglage secondaire de tension. Il s'agit d'un asservissement automatique et coordonné de la puissance réactive de certains groupes de la zone de façon à réguler la tension d'un « point pilote » dans cette zone.
3. Le **réglage tertiaire** est manuel. Les opérateurs des *dispatchings* coordonnent le plan de tension entre les zones de réglages secondaires. Ils peuvent modifier la tension de consigne des points pilotes, enclencher ou déclencher les moyens de compensation, démarrer des groupes ou modifier la topologie du réseau.

Réglages de la fréquence

En France métropolitaine, la plage admissible est 50 Hz ± 0,5 Hz. À partir de 49 Hz, des délestages automatiques de la consommation surviennent. Au delà de plusieurs Hz, les protections des groupes de production les déconnectent du réseau. Cependant, sur les réseaux européens interconnectés par liaisons synchrones, la fréquence est une caractéristique commune en tous les points des réseaux. Dans des circonstances exceptionnelles, l'exploitant du réseau privilégie le maintien de la tension quitte à laisser la fréquence varier dans une plage plus importante (47-52 Hz) pendant des durées limitées (allant d'une minute pour une excursion à 47 ou 52 Hz à quelques heures pour les excursions entre 49 et 51 Hz).

La maîtrise de la fréquence est liée à la maîtrise de l'équilibre offre / demande. À l'équilibre, la somme des puissances fournies par les alternateurs est égale à la consommation. Cette dernière étant fluctuante, la production doit s'y adapter *instantanément* pour éviter des variations de la fréquence, ce qui est impossible. Le GRT doit donc disposer d'une bonne prévision de la consommation et constituer un niveau suffisant de réserves rapidement mobilisables pour faire face aux différents aléas affectant cet équilibre.

On retrouve pour la fréquence également trois niveaux de réserve qui sont gérés et reconstitués par trois réglages [36, 91].

1. Le **réglage primaire** est un réglage rapide, assuré par les régulateurs de vitesse des groupes de production agissant sur les organes d'admission de la turbine. À l'équilibre, le point de fonctionnement d'un groupe est tel que la puissance fournie au réseau – *i.e.* la puissance de consigne P_c – est inférieure à la puissance maximale autorisée – *i.e.* la puissance affichée au limiteur P_l. Cette différence de puissance constitue la réserve primaire du groupe. Le régulateur de vitesse impose une relation linéaire – *i.e.* le statisme du groupe – entre la fréquence et la puissance. Le principe de ce réglage est présenté à la figure 1.11.

   Le réglage primaire rétablit l'équilibre offre / demande au prorata de la puissance nominale des groupes et modifie la fréquence du système. Il s'agit d'un changement de la vitesse de rotation des alternateurs qui modifie la fréquence. Les unités injectant de la puissance sur le réseau par des convertisseurs (essentiellement la production photovoltaïque, certaines éoliennes et autres sources d'électricité à fréquence variable) n'ont

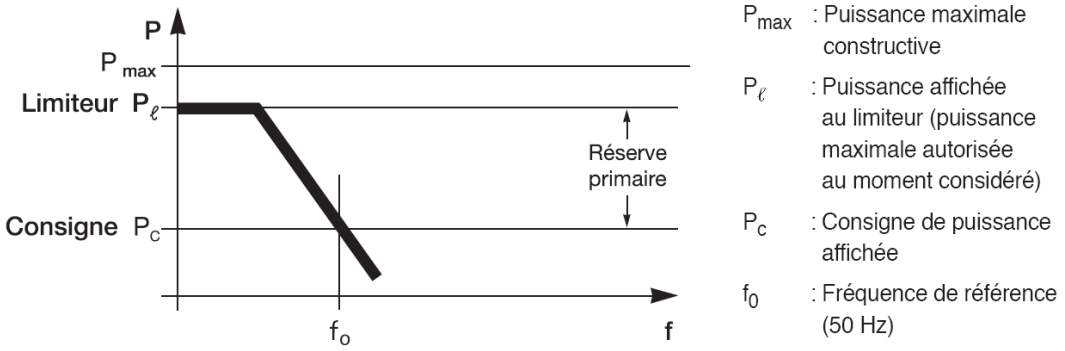


Figure 1.11 – *Réglage de la fréquence d'un groupe [91].*

pas cette possibilité d'ajustement et ne participent pas ou difficilement au réglage de la fréquence.

À la fin du réglage primaire, un nouvel équilibre du système est atteint pour une fréquence différente de la fréquence de référence (inférieure pour une hausse de la consommation). Les échanges aux frontières sont également différents de la valeur programmée, car les puissances fournies par l'ensemble des groupes interconnectés sont modifiées avec le réglage primaire. Le système n'évolue plus au régime nominal, la fréquence n'est plus à sa valeur nominale, et le changement de fréquence s'accompagne d'une baisse de rendement.

2. Le **réglage secondaire** corrige cet écart de fréquence. Un régulateur, situé au centre de conduite de la zone de réglage, envoie un signal aux groupes de production afin de modifier leur puissance de consignes. Le programme de production est ainsi modifié, la fréquence est ramenée à sa valeur de consigne et les échanges de puissance transfrontaliers aux niveaux initialement programmés.
3. Enfin, le **réglage tertiaire** reconstitue les réserves primaire et secondaire, pouvant être très entamées après un incident, afin de se prémunir d'un nouvel incident. La réserve tertiaire, parfois appelée réserve tournante ou rapide, est la puissance disponible en moins d'une demi-heure. Elle est mobilisée en France par appel sur le mécanisme d'ajustement. Elle comprend notamment la réserve tertiaire rapide, disponible en 15 minutes pour une durée garantie d'au moins une heure et constituée de groupes qui ne sont pas à leur puissance maximale ou de ceux qui peuvent démarrer rapidement (hydroélectricité, turbines à combustion), et la réserve tertiaire complémentaire disponible en plus d'une demi-heure pour une durée garantie de six heures.

Services système

La notion de *services système* ou *ancillary services* recouvre les moyens mis à la disposition du gestionnaire du système par les acteurs du système – principalement par les groupes de production – pour maintenir la fréquence et la tension et participer aux réglages précédemment exposés. Il existe différents services système et de nombreuses façons de les définir. Une définition générale stipule que les services système sont nécessaires pour acheminer l'électricité des producteurs aux consommateurs et garantir la fiabilité de la fourniture. Ils sont fournis par l'ensemble des éléments du système (production, transport, équipements

de contrôle) [47, 62, 85].

Par ailleurs, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, la commission fédérale de régulation de l'énergie des États-Unis) a identifié six services système, à savoir [47] :

- le maintien de la tension et la gestion de la puissance réactive ;
- la compensation des pertes ;
- la programmation et le pilotage ;
- le suivi de la consommation ;
- la protection du système ;
- les déséquilibres d'énergie.

La mission des services système est d'assurer les réglages de la tension et de la fréquence exposés précédemment. Avec la libéralisation du secteur de l'électricité, la fiabilité est une problématique cruciale des systèmes électriques. En effet, depuis que les activités du gestionnaire de réseau et de l'exploitant des moyens de production sont séparées, il est devenu nécessaire de contractualiser les services système pour assurer la fiabilité de la fourniture. La contractualisation des services systèmes peut se faire par le biais de contrats bilatéraux (Royaume-Uni, France, Argentine, Espagne) ou de marchés spécifiques (pays d'Europe du Nord, Californie, Australie) [38, 46, 85, 99]. Par exemple, en France, un contrat de participation aux services système a été mis en place pour définir les modalités des services de réglages de tension et de fréquence [58].

1.5.3 Méthodes actuelles pour évaluer la fiabilité

La fiabilité de la fourniture d'électricité n'est pas une problématique nouvelle, comme en témoignent les mécanismes de réglages déjà présentés. La fiabilité des systèmes électriques est en effet prise en compte à plusieurs échelles temporelles allant du pilotage en temps réel du système au dimensionnement des systèmes électriques sur plusieurs années (cf. figure 1.10).

Conduite du système et dispatching

Le GRT s'assure que les réserves et les marges de sécurité sont suffisantes pour parer aux aléas de production et de consommation. S'appuyant sur les mécanismes de réglages, la conduite du système en garantit un fonctionnement acceptable.

En parallèle, l'exploitant anticipe les conséquences sur les transits, la tension ou la stabilité du système, d'événements tels que les déclenchements d'ouvrages de production ou de transport, de courts-circuits, et vérifie quasiment en temps-réel que le plan de production n'entame pas les marges de sécurité des ouvrages. Il s'agit en particulier de s'assurer que les lignes ne sont pas surchargées et que le transit de puissance dans une ligne reste dans les limites acceptables de fonctionnement [61].

Programmation (scheduling)

Les *load flow* (ou calculs de répartition) sont utilisés pour organiser le *scheduling*, *i.e.* la programmation des plans de production la veille pour le lendemain. Les calculs s'appuient sur

la puissance injectée aux nœuds du réseau pour un niveau de charge et un plan de production donnés et déterminent la répartition des transits de puissance et le plan de tension du système. L'optimisation est faite en fonction des coûts de production des centrales tout en respectant les contraintes d'équilibre en puissances active et réactive sur le réseau. De nombreuses techniques d'optimisation ont été mises en place pour résoudre ces problèmes et améliorer la recherche de la solution [11, 13, 56, 78].

Prévision

Bilan prévisionnel Sur le moyen terme (quelques années), les gestionnaires de système vérifient la capacité du système électrique à satisfaire la demande avec une approche probabiliste. RTE évalue annuellement les risques de non-satisfaction de la demande pour les cinq prochaines années, pour les besoins de son bilan prévisionnel ou de sa révision [93]. Rappelons (cf. section 1.3.1) qu'environ 500 situations possibles combinent différents aléas, climatiques ou autres, influençant la demande et la disponibilité des moyens de production. À chaque heure, les différents moyens de production disponibles sont empilés jusqu'à satisfaction de la demande suivant l'ordre croissant des coûts d'utilisation : si les moyens de production ne permettent pas de satisfaire la demande, le système est *défaillant*. Ensuite, le niveau de sécurité de l'équilibre offre / demande est évalué à partir des simulations par le calcul d'un « paysage de défaillance » constitué de [93] :

- la probabilité de défaillance – *loss of load probability* (LOLP) –, *i.e.* la probabilité qu'il y ait au moins un délestage au cours de l'année ;
- l'espérance de durée de défaillance, qui, en France métropolitaine, doit demeurer inférieure à trois heures par an conformément au critère d'adéquation retenu dans la législation ; et
- l'espérance d'énergie non desservie (inférieure à quelques GWh en France pour une espérance de durée de défaillance réglementaire).

Pour garantir la sécurité du système, le risque de défaillance doit être maintenu à un niveau acceptable socialement et économiquement.

Cette méthode vérifie que le système soit suffisamment dimensionné pour satisfaire la consommation dans un nombre important de scénarios d'aléas. Le réseau est considéré comme une plaque de cuivre, et l'analyse fait abstraction à la fois de la topologie du réseau et des caractéristiques dynamiques des groupes. De ce fait, cette méthode ne garantit pas que le système ait les caractéristiques dynamiques nécessaires pour surmonter un incident majeur et se ramener à un régime stable de fonctionnement. En effet, il est difficilement envisageable de mener des calculs de répartition compte tenu de l'horizon pluriannuel de l'étude et du nombre de scénarios d'aléas à tester. Évaluer la fiabilité du système se révèle donc être un exercice difficile à mener sur le moyen terme.

Planification

Generation expansion planning Les exercices de planification long terme (généralement 20 ans) dans le secteur électrique – *generation expansion planning* (GEP) – proposent la façon la plus économique de satisfaire la demande électrique. Ces modèles fournissent le

timing des investissements à réaliser ainsi que l'énergie à produire pour le coût minimum, sur l'horizon étudié. Tant que le secteur électrique était en situation de monopole, le développement de ces modèles s'est beaucoup appuyé sur la recherche opérationnelle. En effet, les GEP sont des problèmes d'optimisation dynamique discrète non linéaires et très contraints, dont la résolution nécessite d'évaluer l'ensemble des solutions admissibles sur l'horizon d'étude pour trouver la solution optimale. Une telle méthode, hautement combinatoire, conduit à des temps de calculs divergents. La littérature sur ce sujet, florissante depuis les années 1950, propose de nombreuses techniques et approximations pour réduire le temps de calcul, améliorer la résolution ou enrichir la description de ces problèmes [43, 59, 83].

Dans ces problèmes d'optimisation, la fiabilité des systèmes proposés est intégrée par des contraintes sur les valeurs de la LOLP et des réserves. La fiabilité se révèle être un important facteur limitant les solutions possibles de ces modèles. Par exemple, avec une modélisation plus précise de la fiabilité des groupes de production, une contrainte de fiabilité plus élevée augmente le coût du système et ses besoins en réserve [32].

Puis, avec la dérégulation, les modèles de planification ont évolué et les objectifs de minimisation du coût d'exploitation ont été remplacés par des objectifs de maximisation du profit. Une attention moindre est apportée à l'efficacité des investissements sur le long terme, d'autant plus que des unités de production plus petites deviennent rentables. Pour un secteur concurrentiel, d'autres méthodes de réflexion stratégique – plus appropriées à la gestion de l'incertitude des marchés dérégulés – se sont développées. Elles font appel à la stratégie d'entreprise, la simulation (modélisation par agents, *business dynamics*), l'analyse financière (théorie des options, analyse concurrentielle, risque financier, théorie des jeux) ou l'étude de scénarios [30].

Pour accompagner les décisions d'investissements aujourd'hui, les outils de planification doivent évoluer pour s'adapter au contexte concurrentiel, mais les GEP pourraient encore être utiles pour garantir des caractéristiques techniques acceptables sur le long terme [59], établir des conditions nécessaires à la stabilité du système et évaluer des caractéristiques agrégées comme le mix de production ou le niveau d'émissions de gaz à effet de serre. Ces problématiques antagonistes n'apparaissaient pas en situation de monopole, puisque l'acteur unique n'avait pas à arbitrer entre fiabilité et rentabilité à court terme, et que ce qui n'était pas rentable était supporté par la collectivité. En effet, la rentabilité à court terme ne rencontre pas nécessairement celle à long terme, ce qui peut menacer la fiabilité des systèmes électriques futurs. Il est en effet difficile de concilier l'approche des économistes, visant à mettre en place des mécanismes de marchés concurrentiels, et celle des ingénieurs, cherchant à assurer des conditions fiables de fonctionnement [16, 57].

Compte tenu de la libéralisation de ce secteur, la fiabilité des systèmes électriques est donc une problématique très actuelle, et des éléments de réponses sont apportés à la fois par les ingénieurs et les économistes.

- Dans [16], les auteurs proposent un outil pour que les compagnies puissent optimiser à la fois la fiabilité du système et les investissements à moindre coût.
- Dans [57], les auteurs analysent les mécanismes de prix sur les marchés concurrentiels, et cherchent à construire un tarif qui intègre les besoins de fiabilité et permette de susciter les investissements nécessaires sur le long terme.

Dans ces deux exemples, et ainsi que nous l'avons souligné pour les méthodes précédentes, l'évaluation de la fiabilité sur le long terme repose sur une évaluation probabiliste du risque de défaillance. Ces approches permettent d'assurer des niveaux d'investissements suffisants dans les capacités de production, voire de donner un coût à la fiabilité, mais n'évaluent pas les caractéristiques dynamiques des systèmes qui permettraient de faire face à un incident. En effet, une approche probabiliste ne donne pas d'indications sur la participation « dynamique » à la fiabilité des moyens de production. Notons néanmoins qu'une telle approche permet de différencier les types de production selon leur taux d'indisponibilité moyen.

Développement du réseau électrique Les décisions d'investissements sur le réseau électrique font partie d'une problématique connexe à celle de la planification de la production et constituent un vaste champ d'investigation pour les entreprises en charge du développement du réseau électrique. On parle de modèles de *transmission expansion planning* (TEP) dont l'objectif est de minimiser les coûts d'investissements et de fonctionnement du système pour un plan donné d'investissements dans les moyens de production [65,98]. Ces modèles utilisent généralement des équations de flux électriques linéarisées donnant une bonne approximation des transits de puissance, de sorte que les investissements sont optimisés sous contraintes d'exploitation du système. Les modèles permettent notamment de tenir compte des problèmes de congestion. Parallèlement à ces modèles dédiés aux infrastructures de transport, il existe certains exercices de planification cherchant à optimiser conjointement production et transport d'électricité [63]

La question de la fiabilité n'est pas absente des problèmes de TEP. En particulier, les auteurs de [40] proposent d'inclure la fiabilité dans les modèles de TEP en donnant un coût à la fiabilité. Ils utilisent des indices économiques déterminés à partir de la LOLP comme l'*expected congestion cost* pour résorber la congestion du système, ou l'*expected outage cost* pour évaluer le coût de l'interruption de fourniture. Ces indices constituent une étape intéressante pour estimer le coût de la fiabilité, mais les méthodes de calculs ne donnent pas d'indications sur le fonctionnement dynamique du système et souffrent en ce sens des mêmes lacunes que les GEP.

1.5.4 Limites de ces méthodes

La fiabilité des systèmes électriques est une notion importante et assez bien maîtrisée, que l'on sait définir à différentes échelles temporelles. Cependant, alors qu'en temps réel et à court terme l'évaluation de la fiabilité s'appuie sur l'étude des caractéristiques électriques et dynamiques des systèmes, son évaluation pour les problèmes de prévision ou de planification à moyen et long terme repose sur une approche probabiliste et déconnectée de la dynamique des systèmes. Bien que l'approche probabiliste nous paraisse adaptée aux exercices de prévision sur quelques années, elle nous paraît inappropriée aux exercices de long terme. En effet, comme nous le montrons maintenant, les enjeux à ces deux échelles de temps ne sont pas les mêmes.

À moyen terme, l'horizon d'étude est suffisamment court pour que l'approche probabiliste puisse être menée avec un grand nombre de scénarios. De plus, ces études ont pour principal objectif d'ajuster le niveau des capacités de production. En effet, sur cinq ans, le gestionnaire

du système a une bonne vision de l'évolution du parc de production et des grandes tendances de la consommation, si bien qu'il n'y a pas de véritables incertitudes sur l'évolution du mix de production d'électricité. De plus, les systèmes électriques ont jusqu'à aujourd'hui hérité des programmes d'investissements en situation de monopole, pour lesquels le niveau de fiabilité était élevé. Les gestionnaires de réseaux commencent seulement à s'inquiéter de l'arbitrage entre efficacité économique à court terme et investissements à long terme pour la fiabilité. De la même façon, l'intégration de la production intermittente et décentralisée sur les réseaux est encore faible à l'échelle des réseaux interconnectés et la fiabilité du système sur les cinq prochaines années n'est pas encore perturbée par ces changements. Enfin, si les niveaux de fiabilité anticipés dans les études à moyen terme sont sous-estimés, le GRT pourra le détecter grâce aux études de fiabilité à plus court terme (*scheduling*) et sera alors en mesure de réagir et de relever le niveau de fiabilité en faisant appel aux échanges transfontaliers, aux centrales en arrêt garanti pluriannuel ou en investissant dans des capacités pouvant être mises en service rapidement.

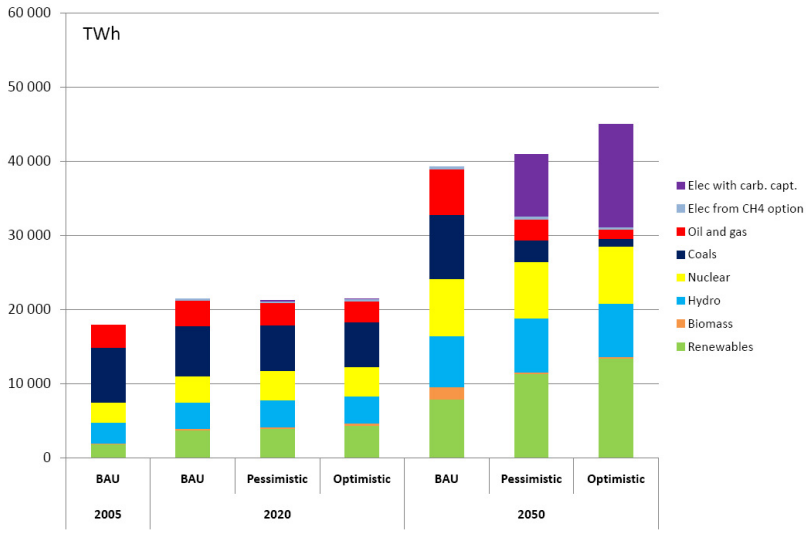
En revanche, deux éléments importants différencient les exercices à long terme des précédents et indiquent pourquoi l'approche probabiliste leur semble inadaptée dans ce cas :

- D'une part, la vocation de la planification long terme est de proposer un mix électrique adapté à un faisceau de contraintes, parfois en rupture avec le mix de production existant, et non pas d'ajuster ce dernier pour les quelques années à venir. Pour les études de planification long terme, et en particulier celles réalisées pour les scénarios énergétiques, il est important que les systèmes électriques soient réalistes, pour que les trajectoires proposées correspondent à un avenir *plausible*.
- D'autre part, les enjeux défiant les systèmes électriques sont des problématiques de très long terme et ne peuvent être pleinement décrits dans les exercices de planification de moyen terme. Or, on s'attend à ce que ces problématiques – notamment la décarbonation de la production, la dérégulation, les changements d'organisation des réseaux [48] ou l'intégration massive d'énergies intermittentes et décentralisées – modifient le niveau de fiabilité des systèmes électriques. Les contraintes pour l'approvisionnement énergétique se resserrent, et le mix électrique est une variable d'ajustement significative des modèles de prospective long terme, comme l'illustre la figure 1.12.

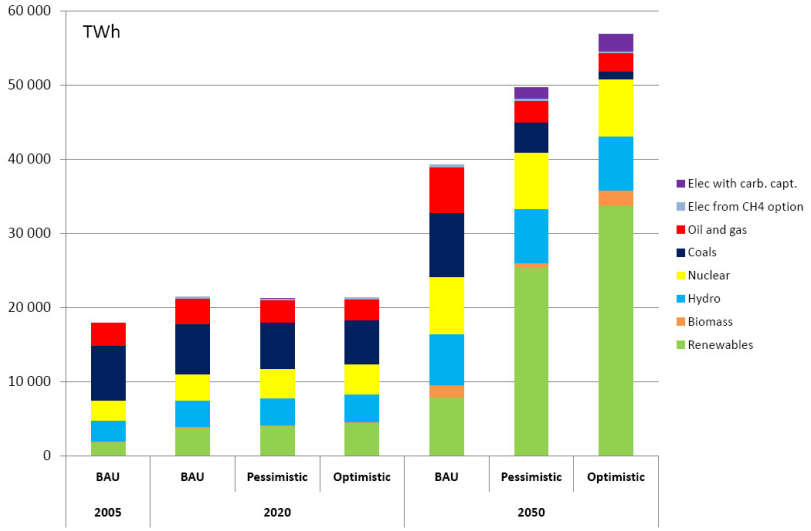
L'exemple de la figure 1.12 nous montre qu'il est déterminant de savoir si les mix électriques proposés sont réalistes. Pour étudier cela, nous cherchons dans ce travail à établir une condition nécessaire garantissant la fiabilité des systèmes électriques du futur, et en particulier celle des modèles de prospective énergétique. Cette condition doit être à la fois :

- représentative des caractéristiques dynamiques des moyens de production pour faire face à un incident, et
- compatible avec les exigences de la modélisation long terme : type de données et temps de calculs notamment.

Pour arriver à ce compromis, la dynamique des systèmes électriques doit pouvoir être étudiée à partir d'une connaissance agrégée de la production d'électricité.



(a) Potentiel élevé de stockage du carbone.



(b) Potentiel plus réaliste.

Figure 1.12 – *Intégration d'énergies renouvelables dans la production d'électricité (en TWh) avec le modèle TIAM-FR [71]. Les scénarios de cette étude prospective présentent les mix de production d'électricité qui permettent de satisfaire aux engagements d'émissions de gaz à effet de serre pris par les États à l'issue de l'accord de Copenhague. Les auteurs analysent l'impact de différentes hypothèses sur le déploiement des technologies de capture et stockage du carbone. Dans les deux cas, le taux de pénétration des énergies renouvelables en 2050, hors biomasse et hydroélectricité, est à la limite des possibilités techniques des réseaux électriques actuels : 30 % avec un potentiel de stockage du carbone élevé, qui favorise plus d'énergies fossiles dans le mix de production de (a) ; 60 % pour un potentiel de stockage du carbone corrigé à la baisse pour (b). De plus, la production d'électricité dans (b) est nettement supérieure que dans (a), ce qui indique que la production d'électricité est une variable d'ajustement significative vis-à-vis des contraintes qui pèsent sur l'avenir énergétique.*

Conclusion

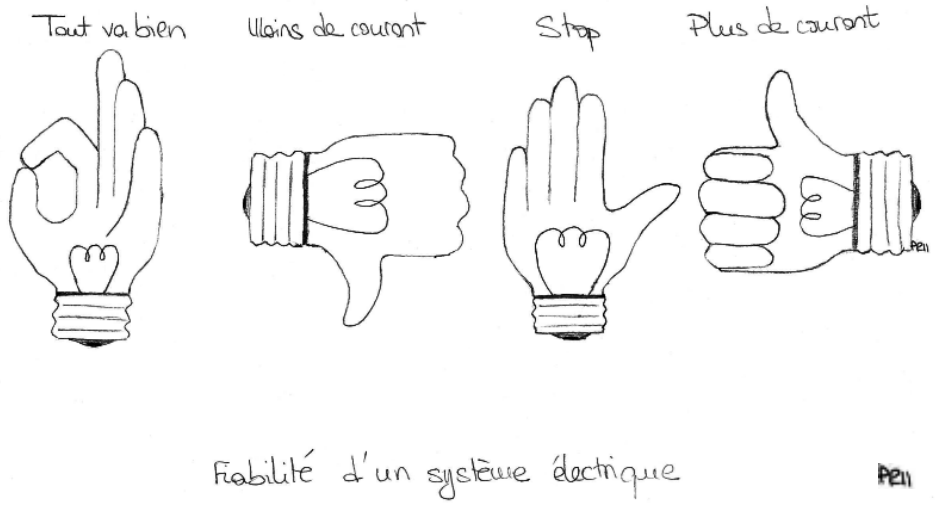
Ce chapitre a permis de présenter comment les enjeux énergétiques et climatiques sont susceptibles de modifier l'organisation du secteur électrique dans les prochaines années. Les

outils permettant d'anticiper les changements de ce secteur ont été présentés. Ils ont pour ambition d'évaluer les marges de manœuvre possibles pour engager la transition de ce secteur.

Cependant, les exercices de long terme, s'appuyant sur la résolution de l'équilibre offre / demande, ne suffisent pas à garantir la fiabilité des futurs systèmes électriques. Or, il est essentiel de s'assurer que les solutions envisagées n'altèrent pas la fourniture d'électricité. La fiabilité de la fourniture repose sur des réserves dynamiques dont l'exploitant caractérise l'état par le plan de tension et la fréquence, et dont l'évolution sur le long terme n'est pas évaluée. On doit donc bâtir un modèle contraignant ces réserves dynamiques que le chapitre suivant a pour but d'expliciter. L'évaluation de ces réserves devrait alors permettre de déterminer si les mix de production d'électricité proposés par le modèle TIMES correspondent à un avenir électrique plausible. La démarche sera validée avec l'exemple de l'approvisionnement électrique de l'île de La Réunion au chapitre 3.

CHAPITRE 2

Importance des *réserves* magnétique et cinétique pour évaluer la fiabilité



Récréation – *Règles de bonne conduite appliquées aux systèmes électriques.*

Introduction

L'enjeu de ce chapitre est de proposer une méthode traduisant le comportement dynamique d'un système électrique – essentiellement sa capacité à faire face à une fluctuation de charge – à partir du mix de production d'électricité, de façon à ce que cette méthode soit compatible avec les exercices prospectifs.

La méthode que nous proposons s'appuie sur une description thermodynamique de l'électromagnétisme évaluant les caractéristiques dynamiques et spatiales du système électrique à partir d'une vision agrégée des éléments de production, transport et consommation (section 2.1) [73, 76].

Appliquée aux systèmes électriques, l'approche conduit à valider un *circuit à une maille* – équivalent à un système électrique réel – comme approximation pertinente pour étudier le comportement dynamique d'un système électrique et estimer des éléments agrégés représentatifs de son niveau de fiabilité (section 2.2). Nous mettons en évidence l'importance du rôle des *stocks d'énergies cinétique et magnétique* des systèmes pour la question de la fiabilité.

À partir de l'analyse menée par le circuit à une maille, nous établissons enfin deux indicateurs de fiabilité déterminant si les stocks d'énergies cinétique et magnétique suffisent à maintenir les variations de tension et de fréquence dans les limites relatives au niveau de fiabilité escompté (section 2.3). Nous montrons d'une part que les indicateurs peuvent être évalués pour tous les systèmes électriques, et d'autre part que la fiabilité des systèmes évolue dans le même sens que ces deux indicateurs.

2.1 Vers une représentation agrégée des systèmes électriques

Au chapitre précédent, nous avons souligné qu'il était difficile avec les méthodes actuelles de s'assurer de la fiabilité des systèmes électriques sur le long terme. Pour apporter du réalisme aux outils prospectifs, il nous est apparu nécessaire d'étudier la capacité des futurs systèmes électriques à faire face à des incidents de production ou de consommation. Nous ne pouvons pas nous appuyer sur les méthodes présentées précédemment, car :

- celles utilisées à moyen ou long terme, et en particulier dans les outils de planification, n'apportent pas d'indications sur les propriétés dynamiques des systèmes électriques envisagés ;
- celles utilisées en temps réel ou à court terme (pilotage, *dispatching*, *scheduling*) ne sont pas compatibles avec les données dont nous disposons avec les exercices prospectifs (nécessité de connaître la topologie du réseau, les puissances injectées et soutirées aux nœuds du réseau, *i.e.* pour environ 100 nœuds pour le réseau 400 kV français).

Pour surmonter ces difficultés, nous proposons de nous appuyer sur une approche thermodynamique de l'électromagnétisme qui permet de décrire les équilibres et l'évolution des champs électromagnétiques à partir de considérations énergétiques globales [73, 76]. Une telle approche nous semble appropriée car elle adopte une vision globale des systèmes électriques et évalue les caractéristiques dynamiques et spatiales avec justesse, ce qui, à notre connaissance, n'est permis par aucune autre méthode.

Dans cette section (2.1), nous présentons et discutons les principaux résultats de l'approche variationnelle de l'électromagnétisme [73], qui sont le point de départ de notre approche et auxquels nous ferons référence tout au long de ce chapitre.

2.1.1 Approche thermodynamique de l'électromagnétisme

Le cadre thermodynamique dans lequel est décrit le champ électromagnétique permet de définir les différents couplages qui interviennent dans le système, afin de préciser une fonction d'état – *l'enthalpie libre* – adaptée pour décrire les états d'équilibre.

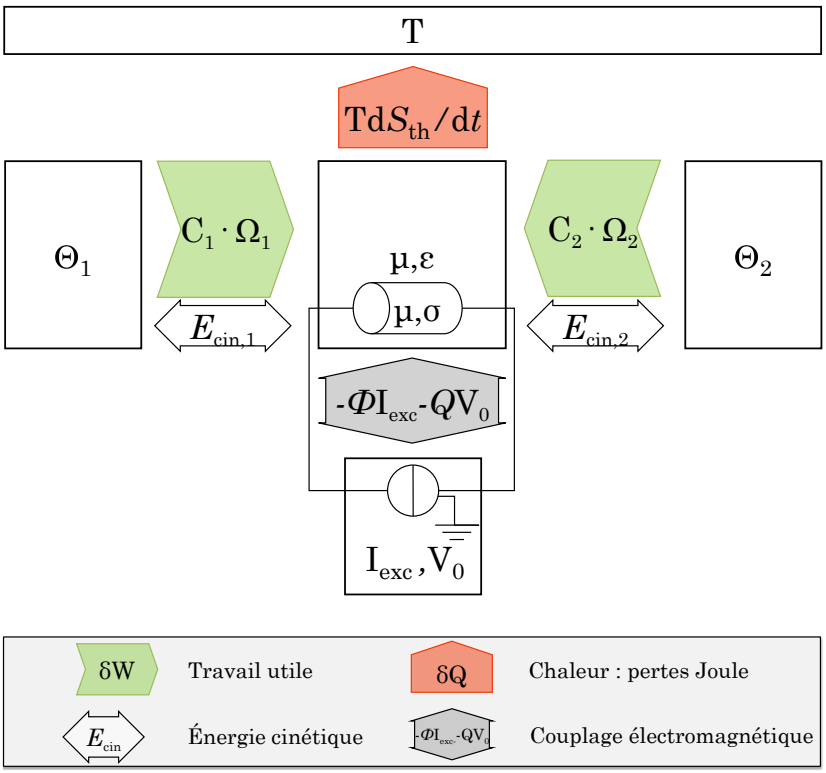


Figure 2.1 – *Échanges de puissance entre les différents sous-systèmes impliqués dans la description thermodynamique du champ électromagnétique (au centre de la figure). Schéma de [73] complété par l'auteur pour faire apparaître l'énergie cinétique.* (μ, σ) *et* (μ, ε) *désignent respectivement les conducteurs et les diélectriques du réseau électrique baignés dans le champ électromagnétique. L'exploitant transmet de la puissance* $\sum_i \mathrm{C}_i \cdot \Omega_i$ *à travers le champ électromagnétique entre les actionneurs* Θ_1 *et* Θ_2*.* Θ_1 *et* Θ_2 *sont des machines tournantes avec lesquelles le système échange aussi de l'énergie cinétique* $E_{cin,i}$*. Le champ est en contact avec l'excitation* I_{exc} *de l'inducteur, i.e. le rotor d'une machine synchrone, le thermostat à la température* T *et la masse au potentiel* V_0*.* $(-\Phi \mathrm{I}_{exc} - Q\mathrm{V}_0)$ *est le couplage électromagnétique entre le champ, les générateurs et la masse, et* $\mathrm{T}\frac{\mathrm{d}S_{th}}{\mathrm{d}t}$ *l'échange de chaleur avec le thermostat.*

On adopte les notations suivantes pour les potentiels thermodynamiques :
- écriture hors équilibre : $\mathcal{E}$, $\mathcal{G}$, $\mathcal{F}$,...
- écriture générique quand l'évolution la plus réversible n'est pas réalisée : E, G, F,...
- écriture à l'équilibre thermodynamique ou pour l'évolution la plus réversible : E, G, F,...

Dans le système simplifié décrit à la figure 2.1, les actionneurs, qui sont des machines

électriques, Θ_i [1], échangent de la puissance mécanique $\sum_i \mathbf{C}_i \cdot \Omega_i$ à travers le réseau électrique, excité par le courant rotorique $\mathrm{I_{exc}}$ d'un alternateur, et raccordé à la terre au potentiel V_0 avec laquelle le système échange des charges électriques.

L'équilibre de ce système au contact avec le thermostat atmosphérique T réalise le minimum du potentiel de Gibbs $\mathcal{G}$, dont le minimum procure l'enthalpie libre G. Suivant le premier principe de la thermodynamique, la différentielle de G s'écrit :

$$\mathrm{d\,G} = -\Phi\,\mathrm{d\,I_{exc}} - \mathrm{Q\,d\,V_0} - \mathrm{S\,d\,T} + \sum_i \mathbf{C}_i \cdot \mathrm{d}\Theta_i \tag{2.1}$$

où :

- $\Phi = -\dfrac{\partial \mathrm{G}}{\partial \mathrm{I_{exc}}}$ est le flux magnétique ;
- $\mathrm{Q} = -\dfrac{\partial \mathrm{G}}{\partial \mathrm{V_0}}$ est la charge soutirée à la masse au potentiel V_0 ;
- $\mathrm{S} = -\dfrac{\partial \mathrm{G}}{\partial \mathrm{T}}$ est l'entropie du système ;
- $\mathbf{C}_i$ est le couple transmis par la turbine maintenant les conditions limites sur le champ.

$(\mathrm{T}, \mathrm{I_{exc}}, \mathrm{V_0}, \Theta_i)$ sont les variables d'état macroscopiques du système.

La convexité du potentiel de Gibbs $\mathcal{G}$ assure l'existence de propriétés de comportements magnétique μ et électrostatique ε positives et symétriques que nous supposerons conservées lors d'une évolution suffisamment lente du système [55, 73].

L'évolution du système correspond à l'évolution la plus réversible du champ et de ses sources, *i.e.* dégradant le moins d'énergie possible dans le thermostat. Une expression *faible* de l'hypothèse de réversibilité permet de retrouver l'ensemble des équations de Maxwell dans l'approximation des régimes quasi-permanents [73, 76]. Ce résultat indique que la description d'un système électromagnétique, fondée sur des considérations énergétiques globales à partir de l'approche thermodynamique, est équivalente à la description donnée par les équations de Maxwell. Sans reprendre l'intégralité des démonstrations (dont les résultats sont synthétisés dans le tableau 2.1), nous présentons dans la section suivante l'hypothèse d'évolution réversible afin d'exhiber la fonction d'état d'évolution du système.

2.1.2 Hypothèse d'évolution réversible

Nous adoptons le point de vue d'une régie électrique cherchant à transmettre de l'énergie entre un lieu de production et un lieu de consommation, en réalisant le meilleur transfert [73], *i.e.* :

- en échangeant le moins de chaleur possible avec le thermostat (pertes Joule) ;
- en immobilisant le minimum d'énergie produite.

Une vision synthétique du champ électromagnétique et de son environnement permet de se concentrer sur les propriétés de vecteur d'énergie électrique, en évitant une description exhaustive de la topologie du réseau électrique (cf. figure 2.1).

1. On fait le choix de représenter les machines électriques par leur angle mécanique qui fixe les conditions aux limites. $\Omega_i = \dot{\Theta}_i$ est la vitesse angulaire.

Le premier principe de la thermodynamique impose que la variation d'énergie interne E du système composé par le champ électromagnétique couplé à son excitation $\mathrm{I_{exc}}$ et à la masse $\mathrm{V_0}$ s'écrive :

$$\frac{\mathrm{d}E}{\mathrm{d}t} = \mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - \frac{\mathrm{d}E_{\mathrm{cin}}}{\mathrm{d}t} - \frac{\mathrm{d}\mathcal{Q}_{\mathrm{th}}}{\mathrm{d}t} \tag{2.2}$$

où :

- $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} = \mathbf{C}_1 \cdot \Omega_1 + \mathbf{C}_2 \cdot \Omega_2$ est la puissance mécanique fournie au système par l'arbre des turbines des machines électriques ;
- $E_{\mathrm{cin}} = E_{\mathrm{cin},1} + E_{\mathrm{cin},2}$ est la somme des énergies cinétiques captées par les machines tournantes [2] dans le référentiel d'étude supposé galiléen ;
- $\frac{\mathrm{d}\mathcal{Q}_{\mathrm{th}}}{\mathrm{d}t} = \mathrm{T}\frac{\mathrm{d}S_{\mathrm{th}}}{\mathrm{d}t}$ désigne la chaleur reçue par le thermostat et S_{th} l'entropie du thermostat ($-\frac{\mathrm{d}\mathcal{Q}_{\mathrm{th}}}{\mathrm{d}t}$ est donc la chaleur soutirée au thermostat).

Pour une transformation monotherme, l'écriture du second principe se réduit à l'énoncé de Clausius :

$$\mathrm{T}\frac{\mathrm{d}S}{\mathrm{d}t} \geq -\frac{\mathrm{d}\mathcal{Q}_{\mathrm{th}}}{\mathrm{d}t} \tag{2.3}$$

i.e. la chaleur soutirée au thermostat ne peut pas dépasser la valeur obtenue pour une évolution *réversible*, fixée par la variation d'entropie S du système étudié. Pour une évolution irréversible, l'effet Joule est la manifestation de cette irréversibilité :

$$\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - \frac{\mathrm{d}E_{\mathrm{cin}}}{\mathrm{d}t} - \frac{\mathrm{d}(E - \mathrm{T}S)}{\mathrm{d}t} = \mathrm{T}\frac{\mathrm{d}S}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{d}\mathcal{Q}_{\mathrm{th}}}{\mathrm{d}t} = P_{\mathrm{Joule}} > 0 \tag{2.4}$$

Pour un système électrique, en régime non-stationnaire, l'équilibre mécanique d'un alternateur se traduit par [4, 11, 17] :

$$\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - P_{\mathrm{méca\text{-}int}} = \frac{\mathrm{d}E_{\mathrm{cin}}}{\mathrm{d}t} \tag{2.5}$$

où :

- $P_{\mathrm{méca\text{-}int}}$ est la puissance mécanique effectivement cédée au système électrique au niveau des alternateurs, qui est l'opposé de la puissance du couple résistant pour un alternateur ;
- $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}$ est en général désignée par l'expression *puissance d'entraînement.*

La vitesse de rotation de l'alternateur varie en cas de déséquilibre. Cependant, en régime stationnaire, $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}$ et $\mathrm{P_{méca\text{-}int}}$ sont à l'équilibre et les caractéristiques cinématiques du système restent constantes :

$$\frac{\mathrm{d}E_{\mathrm{cin}}}{\mathrm{d}t} = 0 \tag{2.6}$$

Pour une transformation monotherme quelconque, on peut réévaluer l'irréversibilité de la transformation en fonction de la puissance mécanique effectivement transmise au système :

$$P_{\mathrm{méca\text{-}int}} - \frac{\mathrm{d}(E - \mathrm{T}S)}{\mathrm{d}t} = P_{\mathrm{Joule}} \tag{2.7}$$

2. On néglige l'énergie potentielle acquise car le système est globalement immobile.

La puissance mécanique reçue par le système électrique est donc supérieure à la variation de son énergie libre :

$$F = E - \mathrm{T}S \tag{2.8}$$

si bien qu'une condition d'optimalité consisterait à minimiser les pertes Joule pour s'assurer de l'évolution la plus réversible possible :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-int}} - \frac{\mathrm{dF}}{\mathrm{d}t} = \min\left(P_{\text{Joule}}\right) \tag{2.9}$$

Cependant, la condition (2.9) n'est pas suffisante pour retranscrire la loi de *Lenz*, *i.e.* l'inertie des couplages avec l'excitation I_{exc} et la masse V_0, et ne permet pas de décrire correctement l'évolution d'un système électromagnétique. L'expérience montre qu'il est nécessaire d'introduire l'*enthalpie libre* ou *énergie libre de Gibbs* G du champ électromagnétique grâce à une transformation de Legendre sur l'énergie libre (2.8) [73] :

$$G = F - \Phi\mathrm{I}_{\text{exc}} - Q\mathrm{V}_0 \tag{2.10}$$

L'équation de conservation (2.9) devient :

$$P_{\text{méca-int}} - \frac{\mathrm{d}G}{\mathrm{d}t} = P_{\text{Joule}} + \frac{\mathrm{d}(\Phi\mathrm{I}_{\text{exc}})}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{d}(Q\mathrm{V}_0)}{\mathrm{d}t} \tag{2.11}$$

si bien qu'on aboutit à une autre condition d'optimalité – au sens de la *réversibilité* :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-int}} - \frac{\mathrm{dG}}{\mathrm{d}t} = \min\left(P_{\text{Joule}} + \frac{\mathrm{d}(\Phi\mathrm{I}_{\text{exc}})}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{d}(Q\mathrm{V}_0)}{\mathrm{d}t}\right) \tag{2.12}$$

La condition (2.12) souligne le rôle de l'énergie de couplage électromagnétique pour maintenir un champ destiné à transmettre une puissance et c'est seulement à partir de cette condition que se déduit l'équation de Maxwell-Faraday [73].

S'agissant d'évolutions monothermes, l'énoncé de Kelvin du second principe de la thermodynamique [3] impose de ne pouvoir que dégrader du travail en chaleur au cours d'une transformation *cyclique* (les variables d'état *macroscopiques* initiales et finales sont égales) :

$$\oint \mathrm{P}_{\text{méca-ext}}\,\mathrm{d}t - \oint \mathrm{dE}_{\text{cin}} = \oint \mathrm{P}_{\text{méca-int}}\,\mathrm{d}t = \oint \mathrm{P}_{\text{Joule}}\,\mathrm{d}t \geq 0 \tag{2.13}$$

si bien, qu'intégrées sur un cycle, les minimisations de (2.9) ou de (2.12) procurent des travaux minimaux positifs. On montre que le minimum obtenu à partir de (2.12) est moins favorable que celui de la condition (2.9), mais il retranscrit le comportement réel du système car il tient compte des couplages électromagnétiques [76].

3. L'énoncé de Kelvin du second principe postule qu'il est impossible d'obtenir du travail pour une transformation cyclique monotherme. Un tel système ne peut que recevoir du travail et le dégrader en chaleur.

	Approche thermodynamique	**Fonction d'état**	**Lois de l'électromagnétisme**
Hypothèses	Champs sources : ρ, $\boldsymbol{J}$		$\mathbf{rot}\,\boldsymbol{H} = \boldsymbol{J} + \dfrac{\partial \boldsymbol{D}}{\partial t}$ $\mathrm{div}\,\boldsymbol{D} = \rho$
Équilibres statiques	1^{er} principe 2^{nd} principe 1^{er} principe	G	$\mathrm{div}\,\mathbf{B} = 0$, $\mathbf{rot}\,\mathbf{E} = 0$ $\mu(\mathbf{H})$, $\varepsilon(\mathbf{E})$ $\mathrm{P}_{\text{méca-alt}} = \sum_i \mathbf{C}_i \cdot \Omega_i$
Évolution	Hypothèse de réversibilité	$\mathrm{P}_{\text{méca-int}} - \dfrac{\mathrm{dG}}{\mathrm{d}t}$	$\mathbf{rot}\,\mathbf{E} = -\dfrac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}$

Table 2.1 – *Tableau de synthèse des équivalences entre l'approche thermodynamique appliquée à un système électromagnétique et les lois classiques de l'électromagnétisme [73, 76].* (ρ, $\boldsymbol{J}$) *désignent respectivement les densités de charges et de courants libres.* $\boldsymbol{H}$ *est le champ magnétique,* $\boldsymbol{D}$ *le déplacement électrique,* $\mathbf{B}$ *l'induction magnétique et* $\mathbf{E}$ *le champ électrostatique. Avec le formalisme thermodynamique, les lois de l'électromagnétisme peuvent être déduites de l'application des principes thermodynamiques et de l'hypothèse de réversibilité. Pour les équilibres statiques, on a* $\mathrm{P}_{méca\text{-}int} = \mathrm{P}_{méca\text{-}ext} = \sum_i \mathbf{C}_i \cdot \Omega_i$. *Quand le système évolue, la fonction d'état peut aussi s'écrire* $\mathrm{P}_{méca\text{-}int} - \frac{\mathrm{dG}}{\mathrm{d}t}$.

2.1.3 Bilan de puissances

Un système étudié *globalement* est équilibré entre puissance Joule, puissance du système électromagnétique et puissance mécanique exercée sur le système. Le bilan se déduit de la condition d'optimalité (2.12), et pour une évolution réversible, on écrit l'égalité entre les deux membres de l'équation :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-int}} - \frac{\mathrm{dG}}{\mathrm{d}t} = \mathrm{P}_{\text{Joule}} + \frac{\mathrm{d}(\Phi \mathrm{I}_{\text{exc}})}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{d}(\mathrm{QV}_0)}{\mathrm{d}t} \tag{2.14}$$

Localement, on introduit la *puissance électrique* entrant dans un domaine $\mathcal{V}_k$ appartenant à une partition de l'espace, incluant des conducteurs, comme l'écart à l'équilibre du domaine $\mathcal{V}_k$:

$$\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) = \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_k) + \frac{\mathrm{dF}}{\mathrm{d}t}(\mathcal{V}_k) - \mathrm{P}_{\text{méca-int}}(\mathcal{V}_k) \tag{2.15}$$

Cette équation est l'*équation de Poynting*, où $\mathrm{F} = \mathrm{G} + \Phi \mathrm{I}_{\text{exc}} + \mathrm{QV}_0$ désigne l'énergie libre du système (cf. équation (2.8)), et appelée communément énergie électromagnétique. L'équilibre du système global se traduit par :

$$\sum_k \mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) = 0 \tag{2.16}$$

Par un choix judicieux de partitions $(\mathcal{V}_k)$, il est possible de déterminer :

- les domaines producteurs, pour lesquels $\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) < 0$;
- les domaines consommateurs, pour lesquels $\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) > 0$;

ce qui permet idéalement d'agréger tout système dans la représentation de la figure 2.2.

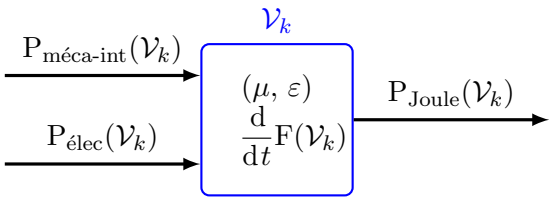


Figure 2.2 – *Équilibre local du domaine $\mathcal{V}_k$ incluant des conducteurs. Nous avons compté $\mathrm{P}_{méca\text{-}int}(\mathcal{V}_k)$ et $\mathrm{P}_{élec}(\mathcal{V}_k)$ positivement pour la puissance fournie au domaine $\mathcal{V}_k$. En réalité, le domaine peut aussi bien capter de la puissance mécanique ($\mathrm{P}_{méca\text{-}int}(\mathcal{V}_k) > 0$) et la restituer sous forme de puissance électrique ($\mathrm{P}_{élec}(\mathcal{V}_k) < 0$) pour un alternateur, que l'inverse pour un moteur ($\mathrm{P}_{méca\text{-}int}(\mathcal{V}_k) < 0$ et $\mathrm{P}_{élec}(\mathcal{V}_k) > 0$). Les pertes Joule $\mathrm{P}_{Joule}(\mathcal{V}_k)$ sont la conséquence de l'irréversibilité du transfert de puissance et doivent être minimisées dans la mesure où le couplage magnétique est assuré (sauf dans le cas d'une charge résistive où la puissance utile est la dissipation de chaleur par effet Joule, e.g. chauffage).*

Les fonctions d'état décrivant l'évolution du système, reportées dans le tableau 2.1, se consolident entre les échelles d'analyse et permettent une *analyse multi-échelles* du système, depuis l'échelle des matériaux jusqu'à celle du réseau [29,74,75]. Il est alors possible d'étudier le système à un niveau global tout en tenant compte du comportement local du système à l'aide de grandeurs agrégées pertinentes. Cette remarque conduira à adopter une vision globale pour la description d'un système électrique à l'aide du circuit équivalent à une maille (cf. section 2.2).

L'écriture de la puissance électrique (2.15) s'avère mieux adaptée à notre travail que l'expression obtenue à partir des réseaux de Kirchhoff par nature discrète. Néanmoins, il est possible de retrouver l'expression usuelle de la puissance électrique en revenant à la représentation de Maxwell en champs continus. En explicitant l'équation de Poynting, on peut montrer que [73] :

$$\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) = \sum_{l_i \subset \mathcal{V}_k} \mathrm{V}_{l_i} \mathrm{I}_{l_i} \tag{2.17}$$

où V_{l_i} est le potentiel du conducteur l_i rentrant dans le domaine $\mathcal{V}_k$ en véhiculant le courant de la ligne I_{l_i}.

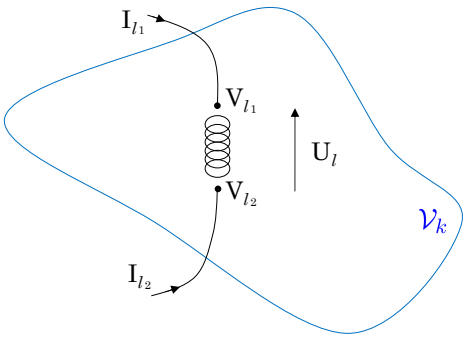


Figure 2.3 – *Potentiels V_l et tension U_l de la ligne l du domaine $\mathcal{V}_k$, véhiculant le courant I_l.*

Pour un dipôle (cf. figure 2.3), on vérifie l'équivalence entre tension et différence de po-

tentiel, qui reste vraie dans le cas général [73] :

$$\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) = \mathrm{V}_{l_1}\mathrm{I}_{l_1} + \mathrm{V}_{l_2}\mathrm{I}_{l_2} = \big(\mathrm{V}_{l_1} - \mathrm{V}_{l_2}\big)\mathrm{I}_l = \mathrm{U}_l\mathrm{I}_l \tag{2.18}$$

où :

- $\mathrm{U}_l = \mathrm{V}_{l_1} - \mathrm{V}_{l_2}$ est la tension aux bornes du dipôle ; et
- $\mathrm{I}_l = \mathrm{I}_{l_1} = -\mathrm{I}_{l_2}$ est le courant traversant le dipôle.

Les systèmes électriques utilisent souvent des *systèmes triphasés symétriques ou équilibrés*[4], composés de trois tensions équilibrées, *i.e.* égales en amplitude et déphasées de $2\pi/3$. Ils sont constitués de [8, 23] :

- sources de tension triphasées, composées de trois sources monophasées, généralement connectées en étoile, *i.e.* ayant un pôle en commun ; et de
- charges triphasées, composées de trois impédances, pouvant être connectées en étoile ou en triangle, *i.e.* les impédances forment un circuit fermé sur elles-mêmes.

Les systèmes triphasés sont souvent symétriques : les trois phases ont les mêmes caractéristiques, et les impédances des charges sont identiques. Cependant des états de fonctionnement non symétriques existent lorsque les impédances des charges sont différentes en cas de perturbation ou de branchement de charges monophasées.

Dans le cas particulier d'une source de tension ou d'une charge triphasée, on peut définir deux types de tension [8, 23] :

- les *tensions simples* $\underline{\mathrm{U}}_{m-n}$, mesurées entre chaque conducteur de phase et le point neutre de la source (m désigne une phase et n le point neutre) ;
- les *tensions de ligne* $\underline{\mathrm{U}}_{m-m}$ ou *tensions composées*, mesurées entre deux conducteurs de phase.

Conventionnellement, lorsqu'un réseau triphasé est caractérisé par une seule tension, il s'agit toujours de la tension de ligne. Pour un système symétrique, les valeurs efficaces des tensions vérifient :

$$|\underline{\mathrm{U}}_{m-m}| = \sqrt{3}|\underline{\mathrm{U}}_{m-n}| \tag{2.19}$$

où la notation $|\underline{\mathrm{U}}|$ désigne la valeur efficace de la tension, conformément aux notations adoptées pour les régimes stationnaires à la section 2.2.

2.1.4 Application à un système électrique

Au terme de cette rédaction, on dispose de deux écritures optimales du transfert de puissance gouvernant les lois de l'électromagnétisme :

1. La variation de l'énergie libre F donne une première condition de réversibilité (2.9) consistant seulement à minimiser les pertes Joule, et correspondant à la limite statique du fonctionnement de systèmes électromagnétiques $\left(\frac{\mathrm{d}\Phi\mathrm{I}_{\text{exc}}}{\mathrm{d}t} = 0\right)$. Dans cette expression, on néglige tous les effets d'inducteur, en particulier les effets de peau dans les conducteurs et les effets de proximité entre conducteurs soumis à des régimes variables, si bien

4. La production et le transport d'électricité utilisent souvent les systèmes de tension triphasés symétriques, car ils sont plus efficaces. En effet, ils offrent de meilleurs rendements des machines tournantes, et permettent des économies de conducteurs dans les installations de transport, par rapport aux systèmes monophasés. L'intérêt des systèmes triphasés est qu'ils créent un champ magnétique tournant dans les moteurs, et que, dans le cas des systèmes symétriques, la puissance instantanée est constante.

que les dispositifs conçus à partir de (2.9) conduisent à escompter des performances surestimées des systèmes étudiés. On parle de description *multi-statique*.

2. La variation de l'enthalpie libre G conduit à une seconde condition de réversibilité (2.12) correspondant à un fonctionnement des systèmes moins favorable mais réel, car il s'agit de minimiser à la fois les pertes Joule et les variations de l'énergie séquestrée dans les couplages électromagnétiques. Cette condition conduit à l'écriture des bilans de puissance *globalement* (2.14), et *localement* (2.15). C'est l'approximation *quasi-statique*.

Fonctionnement du circuit à une maille

L'approche variationnelle permet d'étudier le comportement d'un système électrique à une échelle où les dispositifs sont agrégés en des grandeurs pertinentes. Dans la représentation la plus simple, on aboutit alors au circuit équivalent à une maille (figure 2.4) dont une étude qualitative met en évidence le rôle décisif de l'énergie de couplage électromagnétique et de l'énergie cinétique dans la fiabilité de l'installation.

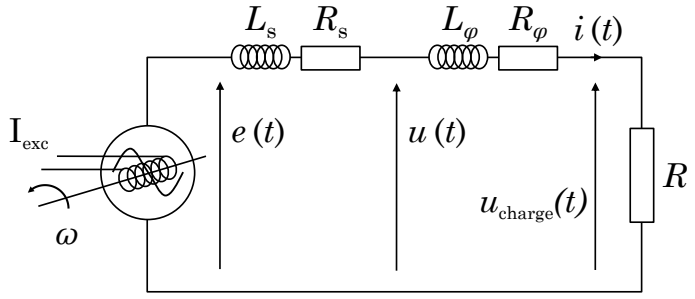


Figure 2.4 – *Circuit équivalent à une maille dérivé de l'approche thermodynamique : représentation d'une seule phase. À gauche de la figure, l'alternateur synchrone fournit de la puissance au système, L_s et R_s sont les inductances et résistances de l'alternateur. Au centre, L_φ et R_φ sont les inductances et résistances du système de transport et de distribution. À droite, la résistance R représente les consommateurs par une consommation de puissance active.*

Le circuit équivalent à une maille est la représentation d'une phase d'un système électrique triphasé. Avec le circuit à une maille, le système électrique est décomposé en trois domaines $\mathcal{V}_k$:

- **La production**, restreinte au domaine $\mathcal{V}_{\text{Prod}}$, reproduit le comportement de l'ensemble des générateurs connectés au système. La description du générateur inclut la réactance des bobinages participant au stock de couplage magnétique et l'inertie mécanique des machines tournantes participant au stock d'énergie cinétique.
- **Le transport et la distribution**, correspondant au domaine $\mathcal{V}_{\text{T\&D}}$, agrègent très simplement les lignes et transformateurs. Les propriétés inductives de ces éléments contribuent aussi au stock d'énergie de couplage magnétique.
- **La consommation**, correspondant au domaine $\mathcal{V}_{\text{Conso}}$, représentée par une résistance dissipant la puissance consommée par l'ensemble des charges connectées.

En l'absence d'éléments capacitifs, on peut négliger le couplage électrostatique QV_0 devant le couplage magnétique $\Phi\text{I}_{\text{exc}}$, car l'énergie spécifique qui peut être emmagasinée sous forme

magnétique dans l'entrefer est environ 10^4 fois plus élevée que celle emmagasinée sous forme électrostatique dans une machine électrostatique [5] [17].

$\mathrm{P_{méca\text{-}int}}$ est remplacée par $\left(\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - \frac{\mathrm{dE_{cin}}}{\mathrm{d}t}\right)$ dans l'équation bilan (2.14) car l'électricité est produite à partir de machines tournantes, il est donc impératif de tenir compte de la variation d'énergie cinétique.

Conformément à la condition de réversibilité (2.12), le système électrique évolue au minimum exhibé, ce qui permet de retrouver l'équation de Maxwell-Faraday [73]. Les échanges de puissance du système électrique respectent le bilan *global* :

$$\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - \frac{\mathrm{dG}}{\mathrm{d}t} = \mathrm{P_{Joule}} + \frac{\mathrm{d}(\Phi \mathrm{I_{exc}})}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{dE_{cin}}}{\mathrm{d}t} \tag{2.20}$$

soit :

$$\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} = \mathrm{P_{Joule}} + \frac{\mathrm{dF}}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{dE_{cin}}}{\mathrm{d}t} \tag{2.21}$$

Le bilan de puissances *local*, pour un domaine $\mathcal{V}_k$, *e.g.* un des trois domaines du circuit à une maille, s'écrit de la façon suivante :

$$\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}(\mathcal{V}_k) + \mathrm{P_{élec}}(\mathcal{V}_k) = \mathrm{P_{Joule}}(\mathcal{V}_k) + \frac{\mathrm{dF}}{\mathrm{d}t}(\mathcal{V}_k) + \frac{\mathrm{dE_{cin}}}{\mathrm{d}t}(\mathcal{V}_k) \tag{2.22}$$

avec, sur l'ensemble de l'espace (cf. équation (2.16)) :

$$\sum_k \mathrm{P_{élec}}(\mathcal{V}_k) = 0$$

Effet d'une fluctuation de charge

Le bilan de puissance, exprimé globalement (2.21) ou localement (2.22), permet d'anticiper qualitativement les échanges de puissance entre les éléments d'un système électrique lors d'une modification brusque de la puissance mécanique fournie $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}$. Une modification brusque de $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}$ intervient par exemple pendant une fluctuation de charge et conduit à un déséquilibre soudain entre les puissances mécaniques échangées par les actionneurs de la figure 2.1.

Le système, évoluant conformément au bilan de puissance (2.21), s'appuie dans un premier temps sur les variations de l'énergie magnétique F et de l'énergie cinétique $\mathrm{E_{cin}}$, permettant un ajustement rapide des échanges de puissance au déséquilibre subi. Les énergies magnétique

5. Comparaison du stockage d'énergie pour les machines électromagnétiques et électrostatiques [17] :
   - Dans une machine électromagnétique, l'induction maximale $\widehat{B}_{\mathrm{mag}}$ dans l'entrefer dépasse rarement 1 T afin de ne pas saturer exagérément le matériau ferromagnétique. L'énergie spécifique emmagasinée dans l'entrefer vaut :
   $$\mathcal{E}_{\mathrm{mag}} = \frac{1}{2}\frac{\widehat{B}^2_{\mathrm{mag}}}{\mu_0} = 3,98\ 10^5 \quad \mathrm{J/m^3}$$
   - Dans une machine électrostatique fonctionnant dans l'air à pression atmosphérique, le champ électrique maximal admissible $\widehat{E}_{\mathrm{el}}$ correspond au champ disruptif de l'air de l'ordre de $3\ 10^6$ V/m. L'énergie spécifique emmagasinée dans l'air vaut :
   $$\mathcal{E}_{\mathrm{el}} = \frac{1}{2}\epsilon_0 \widehat{E}^2_{\mathrm{el}} = 39,8 \quad \mathrm{J/m^3}$$

et cinétique emmagasinées procurent de l'inertie au système, l'exploitant dispose alors d'un peu de temps pour modifier $P_{\text{méca-ext}}$. Ces ajustements rapides – de l'ordre de quelques millisecondes pour les variations de F et de quelques secondes pour celles de E_{cin} – ont lieu instantanément après la fluctuation de charge et participent aux premiers temps des réglages primaires de la tension et de la fréquence. Simultanément, les régulateurs de vitesse et de tension des réglages primaires agissent sur l'excitation des alternateurs et sur les organes d'admission des turbines, *i.e.* respectivement sur I_{exc} et $P_{\text{méca-ext}}$, afin de stabiliser les échanges de puissances à un nouveau point de fonctionnement. Cet ordonnancement confère de la stabilité au système.

Puis, les réglages secondaires et tertiaires modifient les valeurs de consigne de l'excitation et de l'admission pour ramener le système au fonctionnement nominal, et reconstituer les niveaux de réserves magnétique, cinétique et mécanique (réserves tournantes) afin de se prémunir d'un nouvel incident.

Le formalisme thermodynamique procure donc un cadre unifié de réflexions pour étudier le comportement dynamique d'un système électrique et met à notre disposition des grandeurs homogènes pour représenter les éléments participant à la fiabilité du système, à savoir :

1. l'énergie magnétique F ;
2. l'énergie cinétique E_{cin} ;
3. la production additionnelle d'énergie mécanique $P_{\text{méca-ext}}$.

La figure 2.5 représente l'évolution de ces grandeurs pour une augmentation de la consommation. Les actionneurs Θ_1 et Θ_2 (cf. figure 2.1) échangent de la puissance mécanique à travers le système électrique. L'actionneur Θ_1 représente un alternateur fournissant de la puissance mécanique, tandis que l'actionneur Θ_2 désigne un consommateur, par exemple un moteur. Pour une augmentation de la consommation, $|\mathbf{C}_2 \cdot \Omega_2|$ augmente, à ce moment-là :

- $|\mathbf{C}_1 \cdot \Omega_1|$ ne varie pas instantanément à cause de l'inertie mécanique de l'alternateur, ce qui entraîne un déséquilibre de $P_{\text{méca-ext}}$ ($P_{\text{méca-ext}} - P_{\text{Joule}} < 0$) ;
- les pertes Joule P_{Joule} augmentent, majorant d'autant l'appel de puissance au niveau de l'alternateur Θ_1 ;
- F diminue pour compenser l'appel de puissance : *l'énergie magnétique est nécessaire pour faire face instantanément* à l'augmentation de puissance. Il est possible d'asservir I_{exc}, l'excitation de l'alternateur, à une valeur de consigne pour moduler la valeur de l'énergie magnétique ;
- ensuite, le stock de E_{cin} prend le relais sur l'énergie de couplage et diminue également : l'énergie cinétique compense l'appel de puissance mécanique et reconstitue également le stock d'énergie magnétique ;
- enfin, $|\mathbf{C}_1 \cdot \Omega_1|$ augmente et le système se stabilise autour d'un nouveau point de fonctionnement.

Si les stocks d'énergies magnétique et cinétique ne sont pas suffisants (à droite de la figure 2.5), le système s'effondre avant que le niveau de production n'ait pu être ajusté.

L'étude d'une fluctuation de charge montre le rôle décisif de l'énergie magnétique et de l'énergie cinétique dans l'intervalle de temps qui suit la fluctuation de charge et qui précède la mise en service de la production additionnelle. Sans des stocks suffisants de ces énergies, le système n'est pas en mesure de faire face à une fluctuation de charge et risque de s'effondrer.

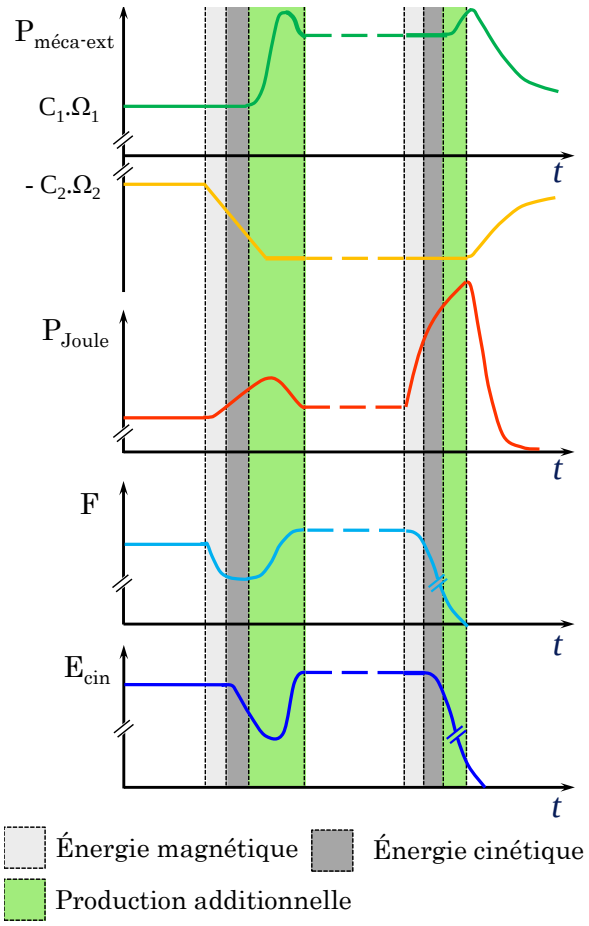


Figure 2.5 – *Effet d'une fluctuation de charge sur le comportement d'un système électrique. Schéma de [73] complété par l'auteur pour faire apparaître l'énergie cinétique.* $\left(\mathrm{P}_{méca\text{-}ext} = \mathbf{C}_1 \cdot \Omega_1 + \mathbf{C}_2 \cdot \Omega_2\right)$ *représente la puissance mécanique fournie par les actionneurs* Θ_1 *et* Θ_2 *au système, conformément à la figure 2.1, dans le cas où l'actionneur* Θ_1 *fournit de la puissance mécanique au système et l'actionneur* Θ_2 *en consomme. À gauche : l'énergie magnétique* F *et l'énergie cinétique* E_{cin} *compensent momentanément l'appel de puissance et les pertes Joule* P_{Joule} *engendrées par le régime variable de la fluctuation, en attendant l'ajustement de la production additionnelle* $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ *et la reconstitution des stocks. À droite : dans le cas d'une défaillance de réseau, les stocks d'énergies magnétique et cinétique sont dégradés par effet Joule sans que la production n'ait pu s'ajuster. Les trois temps succédant une fluctuation de charge ont lieu à des échelles de temps différentes (quelques millisecondes pour* F*, quelques secondes pour* E_{cin}*, quelques minutes pour la production additionnelle), mais elles ont été ramenées artificiellement à une même valeur pour la lisibilité du schéma.*

2.1.5 Arbitrage entre pertes et niveau de fiabilité

Nous nous intéressons ici au dimensionnement et à l'architecture des systèmes permettant de se rapprocher du minimum exhibé dans la condition de réversibilité (2.12). L'exploitant du système, cherchant à minimiser à la fois les pertes Joule et les variations de l'énergie de couplage, agit sur :

- les pertes Joule, en modifiant par exemple l'architecture du réseau afin de diminuer les *pertes de transport*, liées à la distance moyenne de transport de l'électricité et au niveau de tension ;
- la valeur moyenne de l'énergie de couplage $\Phi\mathrm{I}_{\mathrm{exc}}$, directement liée à F, notamment en

fonctionnement linéaire.

La recherche de l'organisation optimale des systèmes électriques pour se rapprocher du minimum (2.12) est un exercice difficile, car le niveau de pertes Joule d'un système est aussi lié au stock d'énergie de couplage. En effet, une partie des pertes Joule est imputable au maintien d'un stock suffisant d'énergie de couplage : ce sont les *pertes liées à la fiabilité*, qui se distinguent de celles liées au transport. Les pertes liées à la fiabilité dépendent des transits de puissance réactive pour maintenir la tension.

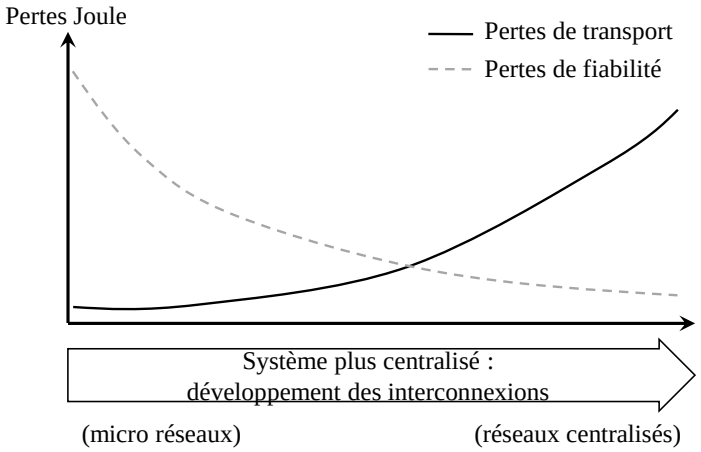


Figure 2.6 – *Représentation qualitative des pertes en fonction de l'architecture du système électrique, extrait de [28].*

Comme le montre la figure 2.6, ces deux types de pertes ont tendance à évoluer de façon antagoniste selon le degré de décentralisation de l'architecture choisie pour le système électrique.

D'une part, les pertes liées au transport diminuent avec les architectures décentralisées. Cependant, les systèmes décentralisés étant faiblement ou pas interconnectés, l'énergie de couplage n'est pas mutualisée entre les différents îlots de production : chaque îlot doit être en mesure de faire face aux mêmes fluctuations de charges qu'un système centralisé. Ainsi, pour garantir un niveau de fiabilité donné, un ensemble de systèmes décentralisés nécessiterait plus d'énergie de couplage que le système centralisé pouvant assurer le même niveau de production, et les pertes liées à la fiabilité augmentent.

D'autre part, pour les systèmes centralisés, les pertes de fiabilité diminuent puisque l'énergie de couplage peut être mutualisée. Cependant, il y a un report des pertes en fonction du mix de production dû aux rendements des cycles de conversion et à l'augmentation des pertes de transport. En effet, dans de tels systèmes, la production est transportée sur de plus grandes distances, ce qui accroît le niveau de pertes (même si le transport à haute tension réduit les pertes Joule).

Par ailleurs, le stock d'énergie cinétique, résultant du mix de générateurs connectés au système, pourrait engendrer le même type d'arbitrage, puisque ce stock est nécessaire à la fiabilité du système électrique et qu'il mobilise de l'énergie pour entretenir la rotation des masses tournantes. Les pertes mécaniques liées à l'énergie cinétique évoluent dans le même sens que les pertes liées à l'énergie magnétique : elles diminuent quand l'énergie cinétique peut être mutualisée dans les systèmes centralisés et augmentent dans la situation inverse.

Par conséquent, on s'attend à ce qu'une architecture optimisée des systèmes électriques résulte de l'arbitrage entre le niveau de fiabilité exigé pour l'exploitation et un niveau de pertes concédées pour assurer ce niveau de fiabilité, *i.e.* entretenir les stocks d'énergie magnétique et cinétique sur le système.

2.2 Circuit équivalent à une maille

L'approche thermodynamique nous a permis d'écrire les échanges de puissance entre les éléments d'un système électrique. Ceux-ci se synthétisent dans l'équation (2.21), qui exprime le transfert de puissance entre deux actionneurs en tenant compte de la puissance *prélevée* par le système. La puissance prélevée est convertie soit en pertes Joule, soit en stock d'énergies magnétique ou cinétique.

À ce stade, nous avons qualitativement mis en évidence le rôle des stocks d'énergie magnétique et cinétique dans la fiabilité des systèmes électriques, mais nous sommes incapables de les évaluer quantitativement. Pour les quantifier, nous adoptons la représentation agrégée des systèmes électriques donnée par le circuit à une maille (cf. figure 2.4). L'objectif de cette section est d'appliquer le formalisme précédent à la description des échanges de puissance du circuit à une maille. Cette étape, s'appuyant sur une description détaillée des trois domaines du circuit (production, transport et distribution, consommation), permet de retrouver l'écriture usuelle des bilans énergétiques d'un système électrique, mais elle aboutit principalement aux expressions quantitatives des stocks d'énergies magnétique et cinétique. À partir de ces expressions, nous sommes donc en mesure d'évaluer les deux stocks énergétiques de n'importe quel système agrégé en un circuit à une maille, et ainsi d'avoir une indication quantitative de son niveau de fiabilité, ce qui constitue un des résultats principaux de notre étude.

L'intérêt de l'approche est démontré avec l'exemple d'un système acheminant la production d'une unité de production de 900 MW (une centrale thermique classique) vers ses consommateurs. Nous évaluons les niveaux des réserves magnétique et cinétique autour du point de fonctionnement nominal du système, puis nous étudions leur évolution après une fluctuation de charge. Pour une évolution libre du système après la fluctuation, nous retrouvons les transferts de puissance prévus par la figure 2.5.

2.2.1 Description des éléments agrégés

Nous présentons dans un premier temps les éléments représentatifs des trois domaines du circuit à une maille. C'est à partir de ces éléments que nous serons en mesure de retrouver l'écriture des bilans de puissance procurée par l'approche thermodynamique, ainsi que celle des stocks d'énergies magnétique et cinétique.

Les éléments sont décrits pour un fonctionnement en régime stationnaire – ou régime permanent – sinusoïdal, de sorte que toutes les excitations extérieures sont des fonctions sinusoïdales engendrant des courants et tensions sinusoïdaux, ce qui permet d'avoir recours aux notations complexes pour les décrire. On étudie un système triphasé équilibré où les grandeurs sont identiques sur les trois phases, modulo un déphasage de $\frac{2\pi}{3}$ ou $\frac{4\pi}{3}$. L'étude du régime stationnaire se réduit à l'étude des grandeurs électriques d'une seule phase. On note

ω la pulsation électrique, à 50 Hz valant :

$$\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T} = 314 \text{ rad.s}^{-1} \tag{2.23}$$

où f est la fréquence et T la période d'un signal (20 ms).

L'écriture en lettres droites s'identifie aux :
- grandeurs à l'équilibre thermodynamique pour un système statique ;
- grandeurs décrivant une évolution quasi-statique du système en régime stationnaire.

On adopte les conventions de notation suivantes pour :
- l'écriture temporelle des fonctions sinusoïdales : $\mathrm{u}(t), \mathrm{i}(t), \Phi_{\text{stator}}(t), \ldots$
- l'amplitude des grandeurs : $\widehat{\mathrm{U}}, \widehat{\mathrm{I}}, \widehat{\Phi}_{\text{stator}}, \ldots$
- les modules ou valeurs efficaces [6] : $|\underline{\mathrm{U}}|, |\underline{\mathrm{I}}|, |\underline{\Phi}_{\text{stator}}| \ldots$, définis tels que pour $\mathrm{x}(t)$:

$$|\underline{\mathrm{X}}| = \frac{\widehat{\mathrm{X}}}{\sqrt{2}}$$

- les phases des signaux : $\angle\mathrm{U}, \angle\mathrm{I}, \angle\Phi_{\text{stator}}, \ldots$
- les grandeurs complexes : $\underline{\mathrm{U}}, \underline{\mathrm{I}}, \underline{\Phi}_{\text{stator}}, \ldots$
- leurs valeurs conjuguées : $\underline{\mathrm{U}}^*, \underline{\mathrm{I}}^*, \underline{\Phi}^*_{\text{stator}}, \ldots$

Les écritures temporelle $\mathrm{x}(t)$ et complexe $\underline{\mathrm{X}}$ d'un signal sinusoïdal quelconque se déduisent l'une de l'autre suivant :

$$\underline{\mathrm{X}} = |\underline{\mathrm{X}}| e^{j\angle \mathrm{X}}$$
$$\mathrm{x}(t) = \mathcal{R}e\left(\sqrt{2}|\underline{\mathrm{E}}|\, e^{j\omega t}\right)$$

Des précisions sur les notations complexes sont apportées dans l'annexe B.

Pour les puissances et les énergies, on écrit :

$$\frac{1}{T}\oint_T \mathrm{p}(t)\,\mathrm{d}t = \mathrm{P} \tag{2.24}$$
$$\frac{1}{T}\oint_T \mathrm{e}(t)\,\mathrm{d}t = \mathrm{E} \tag{2.25}$$

où $\mathrm{p}(t)$ et $\mathrm{e}(t)$ sont les valeurs instantanées de la puissance et de l'énergie, et P et E les valeurs moyennes.

L'hypothèse de lois de comportement linéaire est implicite dès que l'on décrit le système en supposant un fonctionnement en *régime stationnaire* et que les éléments du circuit sont décrits par des coefficients à valeurs constantes (résistances, capacités, inductances linéaires).

6. La valeur efficace d'une grandeur sinusoïdale $\mathrm{x}(t)$ est définie par (cf. annexeB) :

$$|\underline{\mathrm{X}}| = \sqrt{\frac{1}{T}\oint_T \mathrm{x}^2(t)\,\mathrm{d}t} = \frac{\widehat{\mathrm{X}}}{\sqrt{2}}$$

T étant la période de $\mathrm{x}(t)$. Pour calculer la puissance moyenne dissipée dans une résistance par un courant sinusoïdal, la valeur efficace permet de retrouver une formule identique à celle obtenue avec un courant continu. Ainsi, la puissance moyenne dissipée dans une résistance est la même pour un courant continu I ou un courant sinusoïdal de valeur efficace $|\underline{\mathrm{I}}| = \mathrm{I}$.

Pour une transformation monotherme à puissance mécanique constante, et pour un système couplé à un courant d'excitation $i_{exc}(t)$, la linéarité des lois de comportement permet d'écrire les valeurs instantanées de $g(t)$ et $f(t)$ (à l'équilibre), :

$$g(t) = -\frac{1}{2}\Phi(t)i_{exc}(t) \tag{2.26}$$

$$f(t) = g(t) + \Phi(t)i_{exc}(t) = \frac{1}{2}\Phi(t)i_{exc}(t) \tag{2.27}$$

Ainsi, compte tenu de (2.25), G et F désignent les valeurs moyennes de l'énergie instantanée. Avec les notations complexes, (2.26) et (2.27) s'écrivent :

$$G = -\frac{1}{2}\mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}\,\underline{I}^*_{exc}\right) \tag{2.28}$$

$$F = G + \mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}\,\underline{I}^*_{exc}\right) = \frac{1}{2}\mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}\,\underline{I}^*_{exc}\right) \tag{2.29}$$

La production

Nous commençons par décrire le système de production du circuit à une maille. La production, restreinte au domaine $\mathcal{V}_{Prod}$, reproduit le comportement de l'ensemble des générateurs connectés au système. Pratiquement la totalité de l'énergie électrique étant produite par des alternateurs synchrones, l'ensemble des moyens de production d'un système électrique est agrégé dans la représentation d'un alternateur synchrone unique. La puissance mécanique fournie par cet alternateur $P_{méca\text{-}ext}(\mathcal{V}_{Prod})$ vaut donc la puissance mécanique totale de l'ensemble des moyens de production du système étudié.

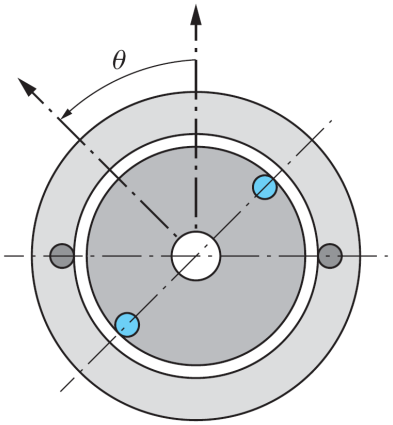
Un alternateur synchrone est une machine tournante constituée de deux armatures cylindriques et coaxiales se déplaçant l'une par rapport à l'autre [9, 11, 84] :

- le **stator** porte les enroulements induits, aux bornes desquels sont engendrées les forces électromotrices internes de chaque phase. Il s'agit d'une armature fixe, constituée d'une couronne de tôle magnétique maintenue par la carcasse de la machine (cf. figure 2.7) ;
- le **rotor** est une armature mobile tournant à l'intérieur du stator. Il porte l'enroulement inducteur [7] parcouru par le courant continu d'excitation I_{exc} créant des pôles magnétiques successifs nord et sud à la périphérie du rotor et engendrant la variation de flux dans les enroulements induits. Il existe deux types de rotor :
  - les *rotors à pôles lisses*, où l'enroulement inducteur est placé dans des encoches à la périphérie du rotor. Ces machines offrent une très bonne tenue mécanique et sont adaptées aux grandes vitesses (3 000 ou 1 500 tours/minute pour les réseaux à 50 Hz, soit une ou deux paires de pôles). Elles conviennent en particulier à l'entraînement par turbine à vapeur des turboalternateurs [8] (cf. figures 2.7(a) et 2.7(c)).
  - les *rotors à pôles saillants*, où des noyaux magnétiques sont physiquement séparés et entourés d'une bobine. Ces machines sont utilisées pour des vitesses d'entraînement moindres et sont mieux adaptées à l'entraînement par Diesel ou par turbine hydrau-

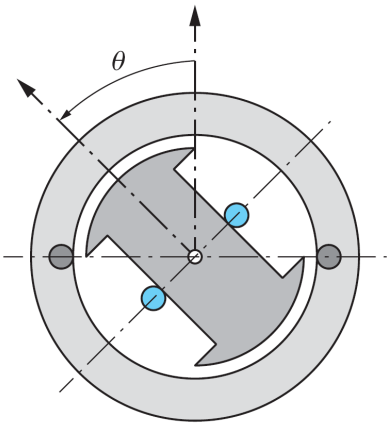
7. Il s'agit plus rarement du cas inverse : l'enroulement inducteur se trouve au stator et les enroulements induits au rotor.

8. Les centrales électriques thermiques (nucléaires ou classiques) possèdent une turbine à vapeur tournant à grande vitesse (1 500 ou 3 000 tours/minute), couplée à un turboalternateur.

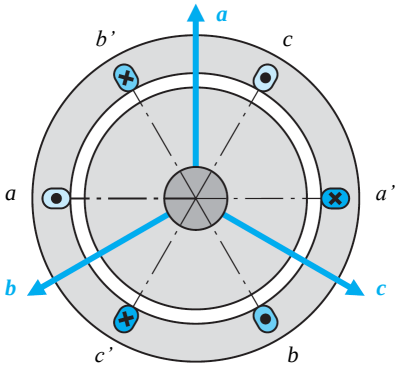
lique[9]. Ce type de rotor est pratiquement le seul utilisé au-delà de deux paires de pôles (cf. figures 2.7(b) et 2.7(d)).



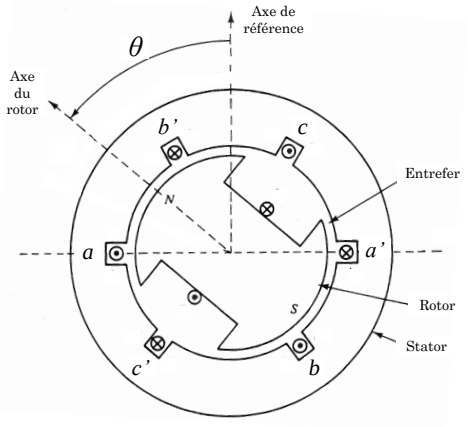
(a) Machine monophasée à pôles lisses.



(b) Machine monophasée à pôles saillants.



(c) Machine triphasée à pôles lisses.



(d) Machine triphasée à pôles saillants.

Figure 2.7 – *Structures élémentaires de machines synchrones à une paire de pôles* (p = 1) *pour des rotors à pôles lisses ((a) et (c)) ou à pôles saillants ((b) et (d)). L'axe de référence est dirigé vers le haut. θ mesure l'angle entre cet axe de référence et la direction du champ rotorique, généré par les enroulements rotoriques représentés sur les figures (a), (b) et (d). Pour les figures (a) et (b), le rotor crée un flux variable dans une seule spire statorique : ce sont des machines monophasées. À l'inverse, pour les figures (c) et (d), un flux rotorique est créé dans trois enroulements distincts, indicés par a, b, c. Si un courant triphasé circule dans les trois phases, un second champ magnétique tourne dans la machine. Figures (a), (b) et (c) extraites de [9] avec l'aimable autorisation des Techniques de l'Ingénieur (cf. http ://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/differents-types-de-machines-electriques-tournantes-4249210/machines-synchrones-d3520).*

On introduit $\underline{I}_{exc}$, un courant sinusoïdal *fictif*, représentant pour la phase de référence le courant d'excitation tournant dans le référentiel du stator [11, 17], notamment exploité pour la transformation de Park.

Le schéma électrique que nous allons établir n'est rigoureusement valable que dans le cas

9. Les centrales hydrauliques et les moteurs Diesel, dont les turbines tournent plus lentement que les centrales thermiques, ont des rotors à pôles saillants comportant de nombreuses paires de pôles. Ces rotors ont un grand diamètre et un grand moment d'inertie absorbant les variations de vitesse de rotation de l'arbre de la centrale hydraulique ou des moteurs Diesel.

des machines à pôles lisses, mais le fonctionnement est qualitativement comparable pour les machines à pôles saillants. Nous nous intéressons au cas particulier d'une machine à une seule paire de pôle, de sorte que les vitesses angulaire mécanique Ω et électrique ω sont confondues.

$$\mathrm{p} = 1 \tag{2.30}$$

$$\Omega = \frac{\omega}{\mathrm{p}} = \omega \tag{2.31}$$

Tension à vide La disposition des enroulements d'une machine à pôle lisses (ou la forme des pôles pour une machine à pôles saillants) est telle que la répartition spatiale est approximativement sinusoïdale. La rotation du rotor crée un champ magnétique tournant sinusoïdal, engendrant des flux variables sinusoïdaux dans les enroulements du stator, à l'origine de la force électromotrice de l'alternateur.

Avec la rotation du rotor, les spires du stator sont le siège d'une variation de flux engendrée par la rotation du champ magnétique rotorique. L'amplitude du champ magnétique créé par un pôle du rotor $\mathbf{B}_r(t)$ étant proportionnelle à l'excitation rotorique $\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}$, on a :

$$\widehat{\mathrm{B}}_r \propto \widehat{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} \tag{2.32}$$

la rotation de ce pôle engendre un flux variable à travers chaque spire du stator :

$$\Phi_{\mathrm{spire}}(t) = \int_{\mathcal{S}_{\mathrm{spire}}} \mathbf{B}_r(t) \cdot \mathbf{n} \, \mathrm{d}S \propto \widehat{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} \tag{2.33}$$

Suivant l'équation de Maxwell-Faraday, la variation du flux dans la spire engendre une tension induite ou *force électromotrice* aux bornes de la spire $e_{\mathrm{spire}}(t)$, valant :

$$e_{\mathrm{spire}}(t) = -\frac{\mathrm{d}\Phi_{\mathrm{spire}}(t)}{\mathrm{d}t} \tag{2.34}$$

La tension induite aux bornes de la spire est en retard de $\frac{\pi}{2}$ par rapport au flux qui la traverse. La valeur efficace de la force électromotrice de la spire vaut alors :

$$|\underline{\mathrm{E}}_{\mathrm{spire}}| = \sqrt{2}\pi f \hat{\Phi}_{\mathrm{spire}} \propto \widehat{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} \tag{2.35}$$

La *tension à vide de l'alternateur* $\underline{\mathrm{E}}$ est la tension induite totale de la machine, *i.e.* la somme des tensions induites de toutes les spires constituant une bobine statorique. Sa valeur dépend du nombre de bobines recevant simultanément la même polarité et connectées en série [84]. En négligeant les phénomènes de saturation du fer, et pour un alternateur tournant à vitesse constante, on trouve que l'amplitude de la force électromotrice interne est proportionnelle [10] au courant d'excitation du rotor [8, 17, 60, 84].

Le flux à vide $\underline{\Phi}_{r\to s}$, créé dans les enroulements statoriques par le rotor, s'exprime en

10. La caractéristique de la tension à vide de l'alternateur s'écarte de la droite d'entrefer quand le fer est saturé, donc la relation de proportionnalité n'est plus valable pour les valeurs trop élevées de $\mathrm{I}_{\mathrm{exc}}$ [17].

fonction du cœfficient d'inductance mutuelle $M_{r\to s}$ du rotor vers le stator :

$$\underline{\Phi}_{r\to s} = M_{r\to s}\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} \tag{2.36}$$

$M_{r\to s}$ est l'inductance reliant le flux totalisé créé par le rotor dans les spires du stator. L'enthalpie libre étant une fonction dérivable et continue d'ordre 2, l'inductance mutuelle est symétrique :

$$M = M_{r\to s} = -\frac{\partial^2 \mathrm{G}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}})}{\partial|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|\partial|\underline{\mathrm{I}}|} = -\frac{\partial^2 \mathrm{G}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}})}{\partial|\underline{\mathrm{I}}|\partial|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|} = M_{s\to r} \tag{2.37}$$

où :

- $\mathrm{G}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}})$ désigne la valeur moyenne de l'enthalpie libre de la machine ;
- M désigne l'inductance mutuelle entre le rotor et le stator [11].

Ainsi, la force électromotrice interne $\underline{\mathrm{E}}$ est proportionnelle au courant d'excitation :

$$\underline{\mathrm{E}} = -j\omega\underline{\Phi}_{r\to s} = -j\omega M\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} \tag{2.38}$$

Réaction d'induit Quand une charge est connectée à la machine, la circulation du courant dans les spires du stator engendre un second champ magnétique $\mathbf{B}_s(t)$, tournant à la même vitesse que $\mathbf{B}_r(t)$, et est à l'origine d'un flux statorique auto-induit $\underline{\Phi}_{s\to s}$, le *flux de réaction d'induit*. $\underline{\Phi}_{s\to s}$ tend à s'opposer à la variation du flux à vide $\underline{\Phi}_{r\to s}$.

Il n'y a en réalité qu'un seul champ dans l'entrefer de la machine, mais la linéarité des champs magnétiques permet d'étudier les champs séparément et de les recomposer par le principe de superposition. Le champ résultant dans l'entrefer $\mathbf{B}_{\mathrm{entrefer}}(t)$ s'écrit :

$$\mathbf{B}_{\mathrm{entrefer}}(t) = \mathbf{B}_r(t) + \mathbf{B}_s(t) \tag{2.39}$$

$\mathbf{B}_{\mathrm{entrefer}}(t)$ est le champ induisant le flux total créé dans le stator, $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$, *i.e.* le flux résultant dans les enroulements statoriques :

$$\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}} = \underline{\Phi}_{r\to s} + \underline{\Phi}_{s\to s} \tag{2.40}$$

Pour une machine non saturée, $\underline{\Phi}_{s\to s}$ est une fonction de $\underline{\mathrm{I}}$:

$$\underline{\Phi}_{s\to s} = L_s\underline{\mathrm{I}} = (L+\lambda)\underline{\mathrm{I}} \tag{2.41}$$

où l'inductance synchrone L_s est la somme de l'inductance propre cyclique [12] L, à l'origine d'un flux généré par les enroulements induits, et de λ, l'inductance de fuite [17].

11. Dans le cas simple de deux inductances L_1 et L_2 couplées, l'inductance mutuelle s'écrit [37] :

$$M^2 = k^2 L_1 L_2$$

où k est le cœfficient de couplage, compris entre 0 et 1. Ce cœfficient est voisin de 1 quand pratiquement la totalité du flux de l'une des bobines traverse la seconde, ou voisin de 0 quand un faible flux mutuel traverse les bobines.

12. L'inductance cyclique traduit à la fois l'auto-induction due à la circulation du courant $\underline{\mathrm{I}}$ dans une phase, et l'inductance mutuelle due aux enroulements des deux autres phases, également proportionnelle à $\underline{\mathrm{I}}$ pour un système équilibré.

La valeur en charge de la force électromotrice $\underline{\mathrm{U}}_{\mathrm{induit}}$ vaut donc :

$$\underline{\mathrm{U}}_{\mathrm{induit}} = -j\omega\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}} = \underline{\mathrm{E}} - jX_s\underline{\mathrm{I}} \tag{2.42}$$

où $X_s = \omega L_s$ est la réactance synchrone de la machine. $\underline{\mathrm{U}}_{\mathrm{induit}}$ s'exprime bien en fonction du courant $\underline{\mathrm{I}}$ circulant dans les enroulements statoriques, et peut être considérée comme la force électromotrice induite par le flux magnétique résultant de la machine $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$.

En tenant compte de la chute de tension due à la résistance interne de l'alternateur R_s, la *tension de sortie* $\underline{\mathrm{U}}$ vaut donc :

$$\underline{\mathrm{U}} = \underline{\mathrm{U}}_{\mathrm{induit}} - R_s\underline{\mathrm{I}} = \underline{\mathrm{E}} - j\underline{\mathrm{Z}}_s\underline{\mathrm{I}} \tag{2.43}$$

où $\underline{\mathrm{Z}}_s$ est l'impédance du générateur, telle que :

$$\underline{\mathrm{Z}}_s = R_s + jX_s \tag{2.44}$$

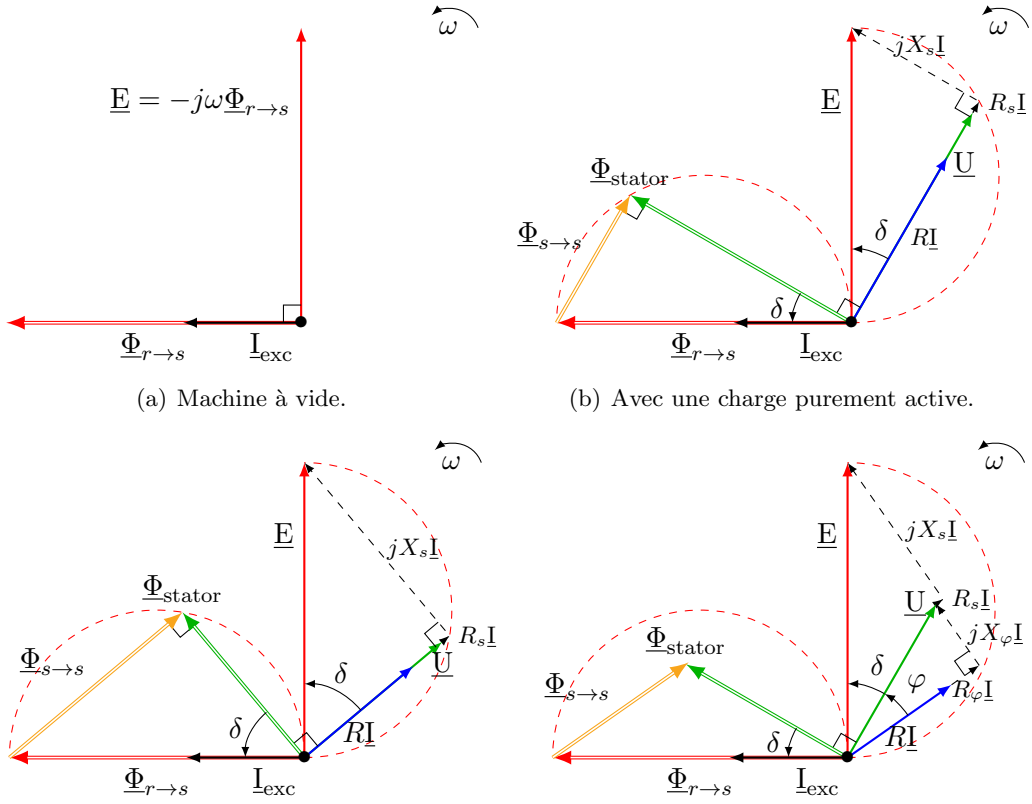
Diagramme de Fresnel Les diagrammes de Fresnel de la figure 2.8 offrent une représentation vectorielle des grandeurs exposées précédemment et permettent d'illustrer les relations que nous venons de présenter.

La tension à vide $\underline{\mathrm{E}}$ de l'alternateur est prise comme vecteur de référence. On vérifie sur la figure 2.8(a) que $\underline{\mathrm{E}}$ est engendrée par la variation du flux $\underline{\Phi}_{r\to s}$ créé par le rotor dans les bobines du stator. Suivant la loi d'induction, $\underline{\Phi}_{r\to s}$ est en avance de $\frac{\pi}{2}$ sur $\underline{\mathrm{E}}$: il est donc perpendiculaire à $\underline{\mathrm{E}}$ et orienté vers la gauche (en avance suivant le sens de rotation).

La figure 2.8(b) présente le cas d'une charge purement active, *i.e.* une résistance, connectée à l'alternateur. Les courants statoriques sont à l'origine du flux de réaction d'induit $\underline{\Phi}_{s\to s}$, qui engendre dans l'enroulement statorique une seconde force électromotrice $\underline{\mathrm{E}}_{\mathrm{induit}} = -jX_s\underline{\mathrm{I}}$, proportionnelle au courant statorique $\underline{\mathrm{I}}$. On observe que la tension de sortie de l'alternateur $\underline{\mathrm{U}}$ est la somme vectorielle des deux forces électromotrices $\underline{\mathrm{E}}$ et $\underline{\mathrm{E}}_{\mathrm{induit}}$ (à laquelle s'ajoute la chute de tension dans la résistance interne de l'alternateur R_s). Par ailleurs, on vérifie que le flux résultant dans le stator, $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$, est la somme vectorielle de $\underline{\Phi}_{r\to s}$ et $\underline{\Phi}_{s\to s}$: le champ statorique $\underline{\Phi}_{r\to s}$ provoque le déplacement de l'axe du champ résultant $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$ dans le sens opposé au sens de rotation. On vérifie également que la tension de sortie $\underline{\mathrm{U}}$ peut s'identifier à la force électromotrice engendrée par le flux résultant $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$ suivant l'équation (2.42).

Sur la figure 2.8(c), on a diminué la valeur de la charge R à laquelle est connecté l'alternateur par rapport à la figure 2.8(b). L'intensité du courant circulant dans le stator $\underline{\mathrm{I}}$ augmente, ainsi que la puissance électrique consommée (en effet, la variation de $|jX_s\underline{\mathrm{I}}|$ entre les deux figures indique que $|\underline{\mathrm{I}}|$ augmente, et nous vérifierons à la figure 2.14(b) qu'à $|\underline{\mathrm{E}}|$ constante, la puissance consommée augmente quand R diminue). La puissance consommée étant plus grande, la puissance mécanique fournie par la turbine est plus grande, ce qui se vérifie car l'*angle interne de la machine* δ, correspondant à l'angle entre $\underline{\mathrm{E}}$ et $\underline{\mathrm{U}}$ ou entre le champ rotorique $\underline{\Phi}_{r\to s}$ et le champ résultant $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$, est plus grand. En effet, comme nous le montrerons à l'équation (2.65), la puissance fournie par l'alternateur (ou celle prélevée par le circuit) est proportionnelle à $\sin\delta$.

Lorsque le circuit en aval de l'alternateur est rendu inductif notamment par le transport et



(a) Machine à vide.

(b) Avec une charge purement active.

(c) Avec une charge purement active plus petite : $\widehat{\mathrm{I}}$, $\widehat{\Phi}_{\mathrm{stator}}$ et δ sont plus grands que dans (b).

(d) Avec une charge inductive.

Figure 2.8 – *Diagrammes de Fresnel d'un alternateur pour différents cas de figure selon la nature de la charge connectée : pas de charge sur la figure (a), charge purement active pour les figures (b) et (c), et charge inductive pour la figure (d). On se place dans le référentiel tournant de la machine à la vitesse ω. Les flèches simples représentent les valeurs complexes des tensions et les flèches doubles les flux. Les valeurs des flux sont divisées par ω pour se ramener à l'échelle des tensions. On observe notamment l'*angle interne *de la machine δ, dont la valeur donne une indication sur le couple opposé par la charge à la rotation (le couple est proportionnel à $\sin\delta$). L'angle φ indique le déphasage entre la tension délivrée $\underline{\mathrm{U}}$ par l'alternateur et le courant fourni $\underline{\mathrm{I}}$, notamment introduit par le système de transport et distribution (T & D). L'exemple de la sous-figure (d) illustre le circuit à une maille, car l'inductance L_φ du T & D induit un déphasage entre $\underline{\mathrm{U}}$ et $\underline{\mathrm{I}}$.*

la distribution – même si la charge est purement résistive – il apparaît un déphasage φ entre la tension $\underline{\mathrm{U}}$ aux bornes du réseau et l'intensité $\underline{\mathrm{I}}$ (cf. figure 2.8(d)). Le déphasage entre $\underline{\mathrm{E}}$ et $\underline{\mathrm{I}}$, ou entre $\underline{\Phi}_{r\to s}$ et $\underline{\Phi}_{\mathrm{stator}}$, augmente. Pour les figures 2.8(b) et 2.8(d), δ est le même, mais $|\underline{\mathrm{U}}|$ a diminué car la chute de tension entre $\underline{\mathrm{E}}$ et $\underline{\mathrm{U}}$ est plus importante à cause des transits de puissance réactive $X_s|\underline{\mathrm{I}}|^2$. La tension $\underline{\mathrm{U}}$ a une amplitude plus faible quand la charge est inductive.

Le transport et la distribution (T & D)

Nous présentons ici les éléments descriptifs du transport et de la distribution, correspondant au domaine $\mathcal{V}_{\mathrm{T\&D}}$. Ce domaine agrège les propriétés des lignes et transformateurs du système électrique.

Lignes Une ligne peut être modélisée par un schéma monophasé équivalent en Π (cf. figure 2.9) fréquemment utilisé pour les calculs de répartition de puissances [4, 8, 14], si les conducteurs de phase ont les mêmes caractéristiques longitudinales et transversales, s'ils sont régulièrement permutés et si le transport de courant est équilibré. Nous retenons ces hypothèses pour modéliser les lignes du circuit à une maille.

Les lignes sont caractérisées par leurs grandeurs linéiques :
- la résistance r_l et l'inductance l_l en série pour modéliser les propriétés longitudinales,
- la capacité c_l en parallèle pour les caractéristiques transversales.

Ces grandeurs sont réparties le long de la ligne et s'expriment en unités de longueur.

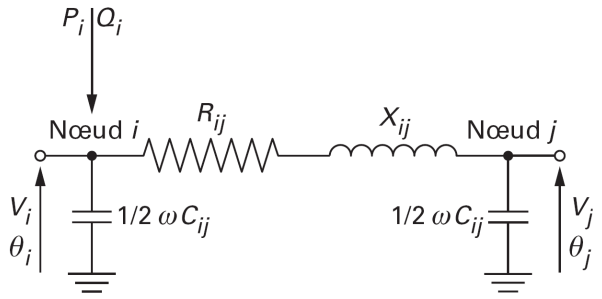


Figure 2.9 – *Schéma en* Π *représentant une ligne reliant le nœud i au nœud j. Les grandeurs sont exprimées à la fréquence fondamentale correspondant au régime permanent équilibré, où l'inductance de la ligne L_{ij} est substituée par la réactance $X_{ij} = \omega L_{ij}$. Figure extraite de [14] avec l'aimable autorisation des Techniques de l'Ingénieur (cf. http ://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/reseaux-d-interconnexion-et-de-transport-fonctionnement-d4091).*

En réalité, un réseau électrique a un comportement capacitif surtout quand il est peu chargé, lorsque les lignes fournissent de la puissance réactive, tandis que le réseau a un comportement inductif quand il est plus chargé, lorsque les lignes consomment de la puissance réactive [4, 8, 11, 14]. Pour raisonner sur des configurations simples de réseaux – comme celle du circuit équivalent à une maille (cf. figure 2.4) –, il est possible de négliger le caractère capacitif des lignes [8]. On se limite à un modèle de lignes par une impédance en série avec résistance R_l et inductance L_l, pour ne considérer que le comportement inductif, si bien qu'une ligne est représentée par un dipôle d'impédance :

$$\underline{Z}_l = R_l + jX_l \tag{2.45}$$

où X_l est la réactance de la ligne, telle que $X_l = \omega L_l$. Selon le niveau de tension et le type de moyens de transport – *lignes* ou *câbles* –, les valeurs des résistances et inductances linéiques (r_l, l_l) varient [4] :

- Pour les lignes aériennes, quel que soit le niveau de tension :

$$l_l \approx 1 \text{ à } 2 \quad \text{mH/km} \tag{2.46a}$$

$$x_l \approx 0,3 \text{ à } 0,7 \quad \Omega/\text{km} \tag{2.46b}$$

  Les valeurs presque constantes de l_l et x_l proviennent du fait que le diamètre des conducteurs est d'autant plus grand que la tension est élevée [4]. Ainsi, le rapport du

diamètre à la distance entre lignes varie peu en fonction du niveau de tension de la ligne, et par suite, l_l et x_l varient peu également. En revanche, la valeur de r_l varie fortement avec les niveaux de tension, car elle est inversement proportionnelle au carré du diamètre des conducteurs, qui augmente avec la tension.

– Pour les câbles, quel que soit le niveau de tension :

$$l'_l \approx 0,2 \,\text{à}\, 0,7 \quad \text{mH/km} \tag{2.47a}$$

$$x'_l \approx 0,06 \,\text{à}\, 0,25 \quad \Omega/\text{km} \tag{2.47b}$$

– Pour la valeur de la résistance linéique, on utilise les règles suivantes :
  – pour les lignes à basse tension et les câbles à basse et moyenne tension :

$$r_l > x_l \quad \Omega/\text{m}$$

  – pour les lignes à moyenne tension et les câbles à haute tension :

$$r_l \approx x_l \quad \Omega/\text{m}$$

  – pour les lignes à haute tension :

$$r_l < x_l \quad \Omega/\text{m}$$

Pour que le modèle de ligne retenu soit représentatif à la fois du transport et de la distribution, il faut choisir des grandeurs relatives de r_l et x_l pour l'ensemble du système.

Transformateurs Les transformateurs industriels ont joué un rôle décisif dans le développement de l'énergie électrique en courant alternatif.

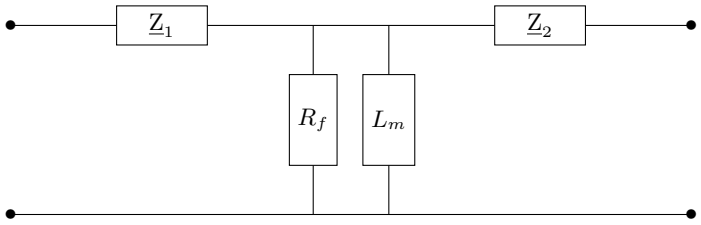


Figure 2.10 – *Schéma en T d'un transformateur, où les grandeurs secondaires sont rapportées au primaire.* $\underline{Z}_1$ *et* $\underline{Z}_2$ *représentent les résistances d'enroulement et les inductances de fuite des circuits primaire et secondaire.* R_f *représente les pertes fer, et* L_m *l'inductance de magnétisation du transformateur [8, 17].*

Un transformateur peut être modélisé par un transformateur idéal complété par des éléments en série (résistances des enroulements primaire et secondaire et inductances de fuite) et en parallèle (inductance de magnétisation et résistance pour modéliser les pertes fer). Ramené au niveau de tension primaire ou secondaire du transformateur, ce modèle peut se réduire à un schéma en T (cf. figure 2.10) comme illustré à la figure 2.10. Les éléments en parallèle sont négligeables lorsque le réseau est peu chargé, de sorte que nous pouvons utiliser une impédance $\underline{Z}_t$ comme modèle équivalent d'un transformateur [8, 17] :

$$\underline{Z}_t = R_t + jX_t \tag{2.48}$$

où :

- R_t représente la résistance totale des enroulements primaire et secondaire ;
- $X_t = \omega L_t$ avec L_t, l'inductance de fuite totale entre les enroulements primaire et secondaire.

Ainsi, $\underline{\mathrm{Z}}_\varphi$ est l'impédance équivalente du système de transport et distribution :

$$\underline{\mathrm{Z}}_\varphi = \underline{\mathrm{Z}}_l + \underline{\mathrm{Z}}_t = R_\varphi + jX_\varphi \tag{2.49}$$

où R_φ et X_φ agrègent les propriétés résistives et inductives de la ligne et du transformateur.

La circulation de $\underline{\mathrm{I}}$ dans les enroulements des transformateurs et le comportement inductif des lignes engendre un flux d'auto-induction $\underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi}$ s'exprimant en fonction de $\underline{\mathrm{I}}$:

$$\underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi} = L_\varphi \underline{\mathrm{I}} \tag{2.50}$$

Le flux $\underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi}$ entraîne une chute de tension dans le système de transport et distribution, à laquelle s'ajoute celle due à sa résistance, de sorte que la tension en aval $\underline{\mathrm{U}}_{\text{charge}}$ vaut :

$$\underline{\mathrm{U}}_{\text{charge}} = \underline{\mathrm{U}} - R_s\underline{\mathrm{I}} - j\omega\underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi} = \underline{\mathrm{U}} - \underline{\mathrm{Z}}_\varphi\underline{\mathrm{I}} \tag{2.51}$$

Le flux $\underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi}$ est à l'origine d'une troisième force électromotrice valant $-jX_\varphi\underline{\mathrm{I}}$. Ces deux éléments sont représentés sur la figure 2.11.

La consommation

Nous présentons désormais le modèle retenu pour agréger les consommateurs dans le circuit à une maille. La partition de l'espace comprenant la consommation est désignée par $\mathcal{V}_{\text{Conso}}$. En première approche, nous modélisons les consommateurs par une charge purement active, car nous cherchons une *condition nécessaire* à la fiabilité des systèmes électriques indépendamment des caractéristiques dynamiques des consommateurs. Une résistance R, dont la valeur détermine le niveau de consommation, modélise de façon simplifiée les consommateurs, agrégeant indifféremment l'ensemble des usages mécaniques, thermiques, lumineux ou spécifiques.

La tension aux bornes de la charge $\underline{\mathrm{U}}_{\text{charge}}$ s'écrit alors :

$$\underline{\mathrm{U}}_{\text{charge}} = R\underline{\mathrm{I}} \tag{2.52}$$

Avec ce modèle, la puissance délivrée aux consommateurs s'identifie à une *puissance extérieure au système* $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$:

$$\mathrm{P}_{\text{élec-ext}} = -3R|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{2.53}$$

où $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}} < 0$, puisque $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$ désigne la puissance *reçue* par le système. $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$ est analogue à la puissance fournie par un actionneur, bien qu'il s'agisse d'une puissance électrique et non mécanique.

Au terme de ces descriptions, nous disposons désormais de tous les éléments agrégés dans

le circuit à une maille. La figure 2.11 présente le diagramme de Fresnel associé à l'ensemble du circuit. Dans ce diagramme, le flux résultant total $\underline{\Phi}_{\text{total}}$ est mis en évidence. Il s'agit de la sommes des flux couplés à la circulation du courant $\underline{\text{I}}$ dans tous les enroulements (production et T & D) :

$$\underline{\Phi}_{\text{total}} = \underline{\Phi}_{\text{stator}} + \underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi} = \underline{\Phi}_{r\to s} + \underline{\Phi}_{s\to s} + \underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi} \tag{2.54}$$

Nous pouvons remarquer que $\underline{\Phi}_{\text{total}}$ est en avance de $\frac{\pi}{2}$ sur $\underline{\text{U}}_{\text{charge}}$, ce qui indique que $\underline{\text{U}}_{\text{charge}}$ s'identifie à la force électromotrice induite par le flux résultant total, à laquelle on soustrait les chutes de tension de la résistance interne de l'alternateur et du T & D :

$$\underline{\text{U}}_{\text{charge}} = -j\omega\underline{\Phi}_{\text{total}}\underline{\text{I}} - (R_s + R_\varphi)\underline{\text{I}} \tag{2.55}$$

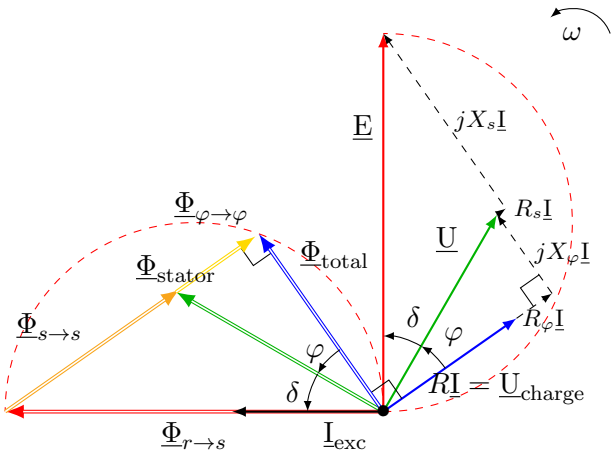


Figure 2.11 – *Diagramme de Fresnel du circuit à une maille – pour un réseau chargé ($\varphi \neq 0$) –, mettant en évidence le flux total $\underline{\Phi}_{total}$ (en bleu), en avance de $\frac{\pi}{2}$ sur $\underline{\text{U}}_{\text{charge}}$.*

2.2.2 Puissances échangées en régime stationnaire

Les descriptions précédentes permettent de retrouver l'expression usuelle des puissances échangées sur le circuit à une maille à partir du formalisme thermodynamique.

En *régime stationnaire*, les variations des énergies cinétique et magnétique sont nulles sur un cycle. Ainsi, la convention d'écriture (2.25), permet d'écrire, quel que soit le domaine $\mathcal{V}_k$ étudié (y compris l'ensemble du système) :

$$\frac{\text{dE}_{\text{cin}}}{\text{d}t}(\mathcal{V}_k) = 0 \quad \text{et} \quad \frac{\text{dF}}{\text{d}t}(\mathcal{V}_k) = 0 \tag{2.56}$$

Ainsi, l'expression des bilans locaux de puissance (2.22) se simplifie, et pour chaque domaine $\mathcal{V}_k$, nous avons :

$$\begin{cases} \text{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_k) + \text{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) &= \text{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_k) \\ \displaystyle\sum_k \text{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_k) &= 0 \end{cases} \tag{2.57}$$

Production

Appliqué au domaine $\mathcal{V}_{\text{Prod}}$, le bilan (2.57) s'écrit :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) + \mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) = \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) \tag{2.58}$$

où :

- $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) = \mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ est la puissance mécanique fournie au domaine $\mathcal{V}_{\text{Prod}}$;
- $\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) < 0$ est la puissance électrique reçue par l'alternateur : il s'agit de la puissance active fournie par l'alternateur au système en aval de la tension de sortie $\underline{\mathrm{U}}$:

$$-\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) = 3|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi \tag{2.59}$$

- $\mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}})$ sont les pertes Joule électriques :

$$\mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) = 3R_s|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{2.60}$$

Le bilan (2.58) devient :

$$\begin{aligned}\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} &= -\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) + \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) &(2.61)\\ &= 3|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi + 3R_s|\underline{\mathrm{I}}|^2 &(2.62)\end{aligned}$$

où :

$$3|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi + 3\,R_s|\underline{\mathrm{I}}|^2 = 3|\underline{\mathrm{E}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\psi = 3\,\mathcal{R}e\,(\underline{\mathrm{E}}\,\underline{\mathrm{I}}^*) = 3\,\mathrm{P} \tag{2.63}$$

- $\psi = \delta + \varphi$ est le déphasage entre la tension à vide de l'alternateur $\underline{\mathrm{E}}$ et le courant $\underline{\mathrm{I}}$;
- φ est le déphasage entre la tension de sortie $\underline{\mathrm{U}}$ et $\underline{\mathrm{I}}$;
- δ est le déphasage entre $\underline{\mathrm{E}}$ et $\underline{\mathrm{U}}$ et correspond à l'angle interne de la machine.

$3\,\mathrm{P}$ est la somme des puissances électriques fournies au circuit à une maille en aval de $\underline{\mathrm{E}}$.

En négligeant les pertes Joule (qui sont faibles dans un alternateur), il est possible de relier l'angle interne δ à la puissance électrique fournie par l'alternateur [11, 60, 84]. En effet, d'après la figure 2.12 :

$$|\underline{\mathrm{E}}|\sin\delta = X_s|\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi \tag{2.64}$$

si bien que :

$$-\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) = 3\,|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi = 3\frac{|\underline{\mathrm{E}}||\underline{\mathrm{U}}|\sin\delta}{X_s} \approx \mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) \tag{2.65}$$

Cette écriture montre que dans ce cas la puissance mécanique est proportionnelle à $\sin\delta$ et est identique à la puissance du couple exercé sur un dipôle rotorique $\mathbf{M}_{\text{rotor}}$ dans un champ d'entrefer $\mathbf{B}_{\text{entrefer}}$.

Transport et distribution

Nous écrivons ensuite le bilan (2.57) pour le transport et la distribution :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) + \mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) = \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) \tag{2.66}$$

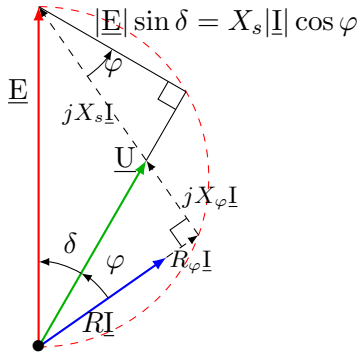


Figure 2.12 – *Construction mettant en évidence l'égalité* $X_s|\underline{I}|\cos\varphi = |\underline{E}|\sin\delta$ *dans un alternateur, en négligeant la résistance interne* R_s*.*

où :

- $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) = 0$, car $\mathcal{V}_{\text{T\&D}}$ n'échange pas de puissance mécanique ;
- $\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}})$ est la puissance électrique reçue par $\mathcal{V}_{\text{T\&D}}$ et vaut la puissance fournie par $\mathcal{V}_{\text{Prod}}$ moins celle restituée à $\mathcal{V}_{\text{Conso}}$. Conformément à l'équation (2.17), on a :

$$\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) = 3\mathcal{R}e\left((\underline{U} - \underline{U}_{\text{charge}})\underline{I}^*\right) \tag{2.67}$$

- $\mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}})$ sont les pertes Joule de $\mathcal{V}_{\text{T\&D}}$. D'après (2.66) et (2.67), il vient :

$$\mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) = 3R_\varphi|\underline{I}|^2 \tag{2.68}$$

Consommation

Enfin, le bilan (2.57) pour la consommation s'écrit :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{Conso}}) + \mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Conso}}) = \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Conso}}) \tag{2.69}$$

où :

- $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{Conso}}) = 0$;
- $\mathrm{P}_{\text{élec}}(\mathcal{V}_{\text{Conso}}) = 3\mathcal{R}e\left(\underline{U}_{\text{charge}}\underline{I}^*\right) - \mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$ est la puissance électrique reçue ;
- $\mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Conso}}) = 0$.

Bilan global du circuit à une maille

De la même façon, en régime stationnaire, l'expression globale du bilan de puissances fournie par l'approche thermodynamique (équation (2.21)) se simplifie :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} + \mathrm{P}_{\text{élec-ext}} = \mathrm{P}_{\text{Joule}} \tag{2.70}$$

où :

- $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} = \mathrm{P}_{\text{méca-ext}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}})$ est la puissance mécanique fournie à l'ensemble du circuit ;
- $\mathrm{P}_{\text{Joule}} = \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{Prod}}) + \mathrm{P}_{\text{Joule}}(\mathcal{V}_{\text{T\&D}}) = 3\big(R_s + R_\varphi\big)|\underline{I}|^2$ est la somme des pertes Joule ;
- $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}} = -R|\underline{I}|^2$ est la puissance électrique délivrée aux consommateurs.

On obtient alors :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} = 3R|\underline{\mathrm{I}}|^2 + 3(R_s + R_\varphi)|\underline{\mathrm{I}}|^2 = 3\,\mathrm{P} \tag{2.71}$$

Les équations (2.62), (2.66), (2.69) et (2.71) montrent que le formalisme thermodynamique permet de retrouver la formulation usuelle des puissances échangées dans le circuit à une maille en régime stationnaire. Ce constat confirme la cohérence de l'approche thermodynamique appliquée à la description du circuit à une maille.

Mais l'intérêt de l'approche thermodynamique est qu'elle permet d'aller plus loin que ce résultat. En effet, grâce au formalisme introduit dans la section 2.1 et à la description des éléments du circuit à une maille dans la section 2.2.1, l'approche thermodynamique fournit les expressions explicites des stocks d'énergies magnétique F et cinétique E_{cin}.

2.2.3 Évaluation des stocks d'énergies magnétique et cinétique

L'évaluation des stocks d'énergies magnétique et cinétique est une étape fondamentale de notre raisonnement. Les expressions des stocks se déduisent des éléments agrégés du circuit à une maille et conduisent à une indication quantifiée de la fiabilité d'un système électrique, sans recourir à des simulations de comportement dynamique.

Énergie magnétique

Pour trouver l'expression analytique de l'énergie magnétique F, nous évaluons dans un premier temps la contribution aux stocks des différents domaines du circuit à une maille. Comme il n'y a pas de phénomènes d'inductance mutuelle entre les différents domaines, l'énergie magnétique totale est la somme des différentes contributions.

Énergie magnétique de l'alternateur L'énergie magnétique d'une machine électrique se décompose en trois contributions [9, 11, 17, 31] :

– l'énergie de *l'armature rotorique* seule, générée par l'auto-inductance des enroulements rotoriques :

$$\mathrm{F}_{\text{rotor}} = \frac{1}{2}\mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}_{r\to r}\underline{\mathrm{I}}^*_{\text{exc}}\right) \tag{2.72}$$

où $\underline{\Phi}_{r\to r}$ est le flux auto-induit dans le rotor :

$$\underline{\Phi}_{r\to r} = L_r\underline{\mathrm{I}}_{\text{exc}} \tag{2.73}$$

si bien que :

$$\mathrm{F}_{\text{rotor}} = \frac{1}{2}L_r|\underline{\mathrm{I}}_{\text{exc}}|^2 \tag{2.74}$$

– l'énergie de *l'armature statorique* seule, comptabilisée sur les trois phases, correspondant à l'énergie générée par l'auto-inductance des enroulements statoriques et par les inductances mutuelles entre phases, inclues dans la valeur de L_s :

$$\mathrm{F}_{\text{stator}} = \frac{3}{2}\mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}_{s\to s}\underline{\mathrm{I}}^*\right) = \frac{3}{2}L_s|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{2.75}$$

Dans ce cas là, le courant d'excitation du flux traversant la bobine du stator s est $\underline{\mathrm{I}}$. $\mathrm{F}_{\mathrm{stator}}$ est à l'origine de la puissance réactive dans les enroulements du stator.

– l'énergie de *couplage entre les deux armatures*, chaque phase étant couplée avec le rotor :

$$\mathrm{F}_{\mathrm{couplage}} = \frac{3}{2}\mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}_{s\to r}\underline{\mathrm{I}}^{*}_{\mathrm{exc}} + \underline{\Phi}_{r\to s}\underline{\mathrm{I}}^{*}\right) \tag{2.76}$$

où $\underline{\Phi}_{s\to r}$ est le flux créé dans les enroulements rotoriques par le stator, s'exprimant en fonction du coefficient d'inductance mutuelle $M_{s\to r} = M$ (cf. équation (2.37)) :

$$\underline{\Phi}_{s\to r} = M\underline{\mathrm{I}} \tag{2.77}$$

En utilisant l'expression (2.36) de $\underline{\Phi}_{r\to s}$, il vient :

$$\mathrm{F}_{\mathrm{couplage}} = \frac{3}{2}\mathcal{R}e\left(M\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^{*}_{\mathrm{exc}} + M\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}\,\underline{\mathrm{I}}^{*}\right) = 3M\mathcal{R}e\left(\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^{*}_{\mathrm{exc}}\right) \tag{2.78}$$

L'énergie magnétique d'une machine triphasée est la somme des contributions précédentes, de sorte que pour le domaine $\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}}$ restreint à l'alternateur, elle s'écrit :

$$\mathrm{F}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}}) = \frac{1}{2}\Big(L_r|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 + 3\big(L_s|\underline{\mathrm{I}}|^2 + 2M\mathcal{R}e\left(\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^{*}_{\mathrm{exc}}\right)\big)\Big) \tag{2.79}$$

Énergie magnétique du transport et de la distribution Les propriétés inductives L_φ du transport et de la distribution sont à l'origine d'une énergie magnétique dans le domaine $\mathcal{V}_{\mathrm{T\&D}}$.

Le champ créé dans les bobines L_φ étant éloigné de l'alternateur, on fait l'hypothèse que les inductances L_φ ne génèrent pas de flux variables dans les enroulements rotorique et statorique, et réciproquement. Il n'y a alors pas d'inductances mutuelles entre l'alternateur et le transport et la distribution. De ce fait, l'énergie magnétique $\mathrm{F}(\mathcal{V}_{\mathrm{T\&D}})$ correspond à l'énergie d'auto-induction séquestrée dans L_φ :

$$\mathrm{F}(\mathcal{V}_{\mathrm{T\&D}}) = \frac{3}{2}\mathcal{R}e\left(\underline{\Phi}_{\varphi\to\varphi}\underline{\mathrm{I}}^{*}\right) = \frac{3}{2}L_\varphi|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{2.80}$$

Énergie magnétique de la consommation Il n'y a pas d'énergie magnétique dans le domaine $\mathcal{V}_{\mathrm{Conso}}$, puisque le modèle se réduit à une simple résistance (cf. équations (2.52) et (2.53)).

Énergie magnétique globale L'énergie magnétique *globale* est la somme de (2.79) et (2.80) :

$$\mathrm{F} = \frac{1}{2}\Big(L_r|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 + 3\Big((L_s + L_\varphi)|\underline{\mathrm{I}}|^2 + 2M\mathcal{R}e\left(\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^{*}_{\mathrm{exc}}\right)\Big)\Big) \tag{2.81}$$

Compte tenu des équations (2.38), (2.43), (2.51) et (2.52), on a :

$$\underline{\mathrm{E}} = -j\omega M \underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} = (\underline{\mathrm{Z}}_s + \underline{\mathrm{Z}}_\varphi + R)\underline{\mathrm{I}} \tag{2.82}$$

$$\underline{\mathrm{I}} = -j\omega M \underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} \left(\frac{1}{\underline{\mathrm{Z}}_s + \underline{\mathrm{Z}}_\varphi + R} \right) \tag{2.83}$$

$$\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^*_{\mathrm{exc}} = \frac{-\omega M |\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2}{|\underline{\mathrm{Z}}_s + \underline{\mathrm{Z}}_\varphi + R|^2} \Big((X_s + X_\varphi) + j(R_s + R_\varphi + R) \Big) \tag{2.84}$$

La construction de Fresnel procure (figure 2.11) :

$$\sin\psi = \frac{(X_s + X_\varphi)}{\left|\underline{\mathrm{Z}}_s + \underline{\mathrm{Z}}_\varphi + R\right|} \tag{2.85}$$

si bien que :

$$(L_s + L_\varphi)|\underline{\mathrm{I}}|^2 = \frac{M^2}{(L_s + L_\varphi)} \sin^2\psi |\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 \tag{2.86}$$

$$2M\mathcal{R}\mathrm{e}\,(\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^*_{\mathrm{exc}}) = -2\frac{M^2}{(L_s + L_\varphi)} \sin^2\psi |\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 \tag{2.87}$$

L'énergie magnétique globale se met alors sous la forme :

$$\mathrm{F} = \frac{1}{2} L_r |\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 \left(1 - \frac{3M^2}{L_r(L_s + L_\varphi)} \sin^2\psi \right) \tag{2.88}$$

Le *cœfficient d'inductance mutuelle* k de l'alternateur, défini par :

$$k^2 = \frac{3M^2}{L_r L_s} \tag{2.89}$$

doit être compris entre 0 et 1 pour que l'énergie libre soit définie comme une forme quadratique positive des courants (cf. note 11). Pour une machine idéalisée ($k = 1$) :

– connectée à un système purement résistif, *i.e.* $L_\varphi = 0$ ($\varphi = 0$), l'énergie magnétique s'écrit :

$$\mathrm{F} = \frac{1}{2} L_r |\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 \cos^2\delta \tag{2.90}$$

F diminue graduellement avec l'accroissement de l'angle δ pour devenir nulle quand $\delta = \frac{\pi}{2}$, ce qui correspond à la fois à la valeur de δ où le couple résistant atteint sa valeur maximale (cf. équation (2.65)), et à la limite de stabilité [13] de la machine [60, 84].

– connectée à un système faiblement inductif, *i.e.* L_φ faible correspondant à un réseau

13. La stabilité d'une machine synchrone est sa capacité à rester au synchronisme avec le réseau. La machine est stable lorsque la dérivée du couple de la machine par rapport à l'angle interne est positive. La valeur de la dérivée est le couple synchronisant (la puissance synchronisante est la dérivée de la puissance mécanique par rapport à l'angle interne). La limite de stabilité statique correspond au moment où le couple synchronisant s'annule, à $\delta = \frac{\pi}{2}$. Tant que δ reste entre 0 et $\frac{\pi}{2}$, la machine reste au synchronisme [60, 84].

Ainsi, le couple maximum de la machine (obtenu pour $\delta = \frac{\pi}{2}$) est aussi le couple de décrochage d'une machine synchrone, au-delà duquel elle ne peut plus fonctionner de façon stable.

peu chargé, l'énergie magnétique devient :

$$\mathrm{F} = \frac{1}{2} L_r |\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|^2 \left(\cos^2 \psi + \frac{L_\varphi}{L_s} \sin^2 \psi \right) \tag{2.91}$$

L'énergie magnétique ne s'annule plus, ce qui montre que les éléments inductifs L_φ sur le réseau participent à la fiabilité du système, bien qu'en contrepartie ils soient responsables de transits de puissance réactive à l'origine de chutes de tension et de pertes supplémentaires dans les lignes.

L'équation (2.88) est un des résultats les plus importants de notre travail, car elle fournit une indication quantitative et extrêmement précieuse sur la fiabilité du système électrique et sa capacité du système électrique à garantir le transfert de puissance. En effet, si les calculs conduisent à une valeur de F faible, le système dispose de moins d'inertie *magnétique* pour faire face aux fluctuations de production ou de consommation avant que l'opérateur n'ait pu ajuster $\mathrm{I}_{\mathrm{exc}}$ ou $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$. Le système est alors peu fiable.

L'approche thermodynamique indique que la fiabilité du système repose également sur le stock d'énergie cinétique que nous cherchons à évaluer pour les mêmes raisons.

Énergie cinétique

Seul l'alternateur participe à la réserve cinétique dans le système décrit avec le circuit à une maille. Le stock d'énergie cinétique s'écrit donc :

$$\mathrm{E}_{\mathrm{cin}} = \mathrm{E}_{\mathrm{cin}}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}}) = \frac{1}{2} J \Omega^2 \tag{2.92}$$

où $J = J_{\mathrm{rotor}} + J_{\mathrm{turbine}}$, exprimé en $\mathrm{kg.m}^2$, est le moment d'inertie de la machine, *i.e.* la somme des moments d'inertie du rotor et de la turbine [4, 79].

L'énergie cinétique peut s'exprimer en fonction de la vitesse électrique ω :

$$\mathrm{E}_{\mathrm{cin}}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}}) = \frac{1}{2} (J/\mathrm{p}^2) \omega^2 \tag{2.93}$$

(J/p^2) caractérise l'énergie cinétique entraînée par une unité de production : plus (J/p^2) est grand, plus l'unité participe à la réserve d'énergie cinétique. Pour évaluer l'énergie cinétique d'un alternateur, indépendamment du nombre de paire de pôles, et donc de la vitesse de rotation mécanique Ω, on peut utiliser la constante d'inertie H définie en électrotechnique. H est une variable réduite mesurant le rapport entre l'énergie cinétique d'un alternateur et sa puissance apparente nominale S_n [11, 17, 95] :

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \Omega^2}{S_n} = \frac{1}{2} (J/\mathrm{p}^2) \frac{\omega^2}{S_n} \tag{2.94}$$

où S_n est la puissance apparente nominale de la machine. La puissance apparente est définie comme le produit des valeurs efficaces de la tension nominale U_n et du courant nominal I_n (cf. annexe B) :

$$S_n = U_n I_n \tag{2.95}$$

S_n est utile pour dimensionner les alternateurs.

Qualitativement H donne le temps pendant lequel l'énergie cinétique peut délivrer la puissance apparente S_n. H s'exprime en MJ/MVA, *i.e.* en secondes. Usuellement, H varie entre 1 et 10 secondes selon la taille et le type de machines, tandis que J peut varier sur plusieurs ordres de grandeurs (cf. tableau 2.2). L'utilisation de H permet de s'affranchir de la connaissance du nombre de paire de pôles pour évaluer l'énergie cinétique de la machine [14] :

$$H = \frac{\mathrm{E_{cin}}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}})}{S_n} = \frac{\mathrm{E_{cin}}}{S_n} \tag{2.96}$$

$$\Leftrightarrow \mathrm{E_{cin}} = \mathrm{E_{cin}}(\mathcal{V}_{\mathrm{Prod}}) = HS_n \tag{2.97}$$

Moments d'inertie J (kg.m^2)			H **(s)**			
S_n **(MVA)**	Ω **(tr/min)**	p	2	5	8	10
1 000	3 000	1	40 570	101 424	162 278	202 848
	1 500	2	162 278	405 696	649 114	811 392
	300	10	4 056 960	10 142 399	16 227 839	20 284 799
	100	30	36 512 637	91 281 594	146 050 550	182 563 187
500	3 000	1	20 285	50 712	81 139	101 424
	1 500	2	81 139	202 848	324 557	405 696
	300	10	2 028 480	5 071 200	8 113 919	10 142 399
	100	30	18 256 319	45 640 797	73 025 275	91 281 594
300	3 000	1	12 171	30 427	48 684	60 854
	1 500	2	48 684	121 709	194 734	243 418
	300	10	1 217 088	3 042 720	4 868 352	6 085 440
	100	30	10 953 791	27 384 478	43 815 165	54 768 956

Table 2.2 – *Moments d'inertie J en kg.m^2 d'une machine synchrone en fonction de la constante d'inertie H (en s), de la puissance apparente nominale S_n (en MVA) et de la vitesse de rotation mécanique Ω (en tr/min).*

Plus H est grande, plus l'énergie cinétique stockée dans la machine est grande : le système est plus robuste aux fluctuations de la production ou de la consommation, car le stock d'énergie cinétique permet de faire face plus longtemps à la fluctuation. Le tableau (2.3) présente l'énergie cinétique emmagasinée dans un alternateur en fonction de H et S_n. On vérifie que H permet d'évaluer l'énergie cinétique directement à partir de la puissance apparente de la machine.

$\mathrm{E_{cin}}$,	H (s)			
S_n (MVA)	2	5	8	10
1 000	2 000	5 000	8 000	10 000
500	1 000	2 500	4 000	5 000
300	600	1 500	2 400	3 000

Table 2.3 – *Énergie cinétique* E_{cin} *(MJ) stockée dans un alternateur en fonction de H (en s) et S_n (en MVA) en fonction de H et S_n. Les valeurs sont indépendantes de Ω et* p.

Comme pour le stock d'énergie magnétique, l'équation (2.97) fournit l'expression du stock

14. L'indicateur de fiabilité H_{cin} que nous introduisons à la section 2.3 s'identifie à H dans le cas particulier d'un système électrique composé d'un seul alternateur.

d'énergie cinétique emmagasinée sur le système, ce qui permet de déterminer l'inertie mécanique disponible et donne une évaluation quantitative de la fiabilité . Si E_{cin} est trop faible, le système n'est pas capable de faire face suffisamment longtemps à la fluctuation et le système s'effondre rapidement.

Au terme de ces calculs, nous disposons d'une description agrégée des systèmes électriques procurée par la description thermodynamique et d'une évaluation des ordres de grandeur grâce au circuit à une maille. Cette approche se montre satisfaisante pour évaluer la fiabilité d'un système électrique, car nous disposons désormais des expressions des réserves d'énergies magnétique (équation (2.88)) et cinétique (équation (2.97)), dont les valeurs permettent de quantifier la fiabilité du système. La figure 2.13 synthétise les transferts de puissance de (2.113), exhibés avec l'approche thermodynamique pour le circuit à une maille.

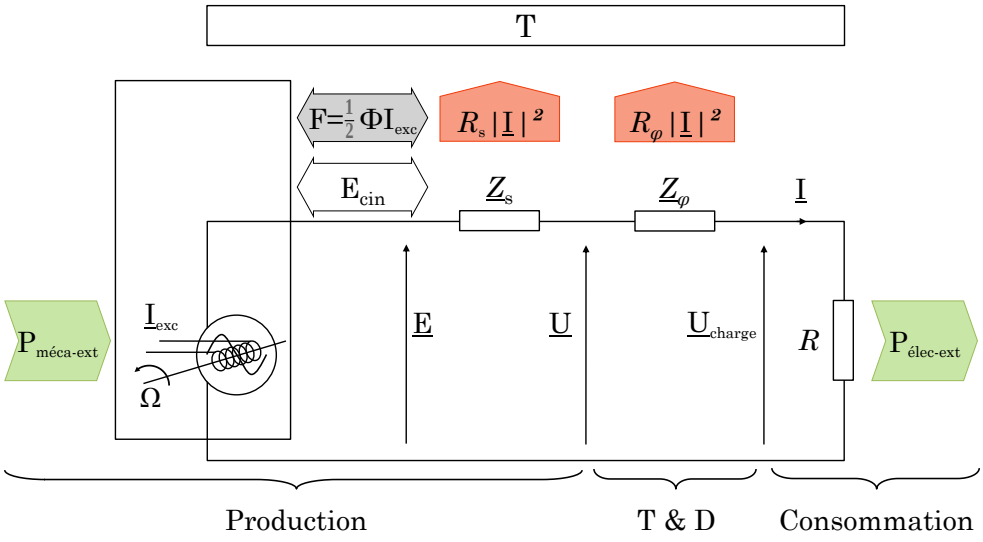


Figure 2.13 – *Circuit équivalent à une maille où l'on a ajouté les considérations énergétiques globales issues de l'approche variationnelle. La puissance mécanique est convertie à gauche en puissance électrique, qui est ensuite transmise par les moyens T & D jusqu'aux consommateurs. Ce schéma met en évidence la puissance immobilisée dans les stocks d'énergies magnétique et cinétique, ainsi que la puissance dissipée par pertes Joule.*

2.2.4 Application numérique

Avant de clore cette section sur le circuit à une maille pour étendre nos résultats à l'analyse systématique de la fiabilité des systèmes électriques (section 2.3), nous illustrons l'intérêt des équations (2.88) et (2.97) en étudiant :

- la sensibilité des stocks d'énergies magnétique et cinétique en fonction du point de fonctionnement (système chargé ou peu chargé) en régime stationnaire ;
- l'évolution des stocks pour une fluctuation de charge, de façon à reproduire quantitativement les résultats de la figure 2.5.

Cette section nous permet d'évaluer les ordres de grandeur des stocks d'énergies magnétique et cinétique d'un système électrique à partir de la vision agrégée donnée par le circuit à une maille.

Propriétés globales	f_0	50 Hz
	ω_0	314 rad.s^{-1}
	U_n	400 kV
	$\lvert\underline{\mathrm{U}}_0\rvert$	230 kV
Production	$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$	900 MW
	S_n	1 000 MVA
	$\cos\varphi$	0,9
	p	1
	Ω_0	3 000 tr.min^{-1}
	H	7 s
	J	141 850 kg.m^2
	I_{exc}	6 500 A
	M	0,139
	k^2	0,9
	Z_n	53 Ω
	x_d	2
	α_s	0,005
	L_r	0,19
T & D	l	40 km
	$\underline{\mathrm{z}}_l$	$0,4 \times (1+j)$
	$\underline{\mathrm{z}}_t$	$0,1 \times (0,05+j)$
Consommation	R_0	159 Ω

Table 2.4 – *Paramètres du circuit à une maille équivalent à une centrale de 900 MW connectée au réseau de transport de 400 kV.*

Dimensionnement

Nous étudions l'exemple d'une unité de 900 MW, *i.e.* une centrale thermique classique, délivrant de la puissance à un ensemble de consommateurs par le réseau 400 kV.

Le système est dimensionné autour d'un point de fonctionnement caractérisé par la valeur de la charge R_0. L'ensemble des valeurs caractéristiques (puissances, tensions, énergies, etc) sont indicées par 0. Une fois les paramètres du circuit fixés, R_0 se déduit du bilan de puissance en régime stationnaire (2.71), et est donc solution de l'équation :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} = 3\mathrm{P}_0 = 3\mathcal{R}e\left(\underline{\mathrm{E}}_0\,\underline{\mathrm{I}}_0^*\right) \tag{2.98}$$

L'amplitude de la tension de sortie $\lvert\underline{\mathrm{U}}_0\rvert$ est fixée et correspond à la valeur de la tension sur le réseau. Ainsi, au point de référence, R_0 est solution de l'équation :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} = 3\mathrm{P}_0 = 3|\underline{\mathrm{U}}_0|^2 \frac{(R_s + R_\varphi + R_0)}{(R_\varphi + R_0)^2 + (\omega_0 L_\varphi)^2} \tag{2.99}$$

Les valeurs caractérisant le point de fonctionnement de référence sont synthétisées dans le tableau 2.4. Nous justifions succinctement ici le choix des différents paramètres.

La puissance mécanique est fournie par un turboalternateur dont la puissance apparente vaut $S_n = 1\,000$ MVA et la puissance active nominale vaut $P_n = 900$ MW (cette valeur tient compte des pertes Joule électrique dans l'alternateur, cf. équation (2.60)).

La tension nominale U_n choisie vaut 400 kV, dont on en déduit la tension de phase utilisée

dans le circuit à une maille, conformément à l'équation (2.19) :

$$|\underline{\mathrm{U}}_0| = \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 230 \text{ kV} \tag{2.100}$$

La valeur de la tension nominale de sortie d'un alternateur (généralement comprise entre 11 et 30 kV [8,11,17]) et celle aux bornes de la charge doivent être ramenées à 400 kV, ce qui nécessite de ramener les impédances du circuit à leurs valeurs à ce niveau de tension. On utilise pour cela le système par unité (*per unit*, p.u.), qui permet de comparer les caractéristiques différentes des machines ou transformateurs, à partir de grandeurs relatives *adimensionnelles* obtenues en divisant les grandeurs physiques (puissance, tension, courant, impédance, vitesse, etc) par des grandeurs de référence issues des caractéristiques nominales. L'impédance de base du circuit Z_n permet alors de retrouver les valeurs des impédances ramenées au niveau de tension étudié :

$$Z_n = \frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|^2}{S_n} = \frac{\left(\frac{400}{\sqrt{3}}.10^3\right)^2}{10^9} = 53 \ \Omega \tag{2.101}$$

La réactance X_s d'un alternateur est donnée en unités réduites et les valeurs dans le circuit se déduisent alors de $\underline{\mathrm{Z}}_n$. Usuellement, x_s, exprimée en %, est la valeur réduite de l'impédance synchrone d'une machine à pôles lisses. Pour les machines à pôles saillants, on différencie la valeur des réactances selon un axe direct, X_d et un axe en quadrature, X_q pour tenir compte de l'anisotropie du rotor. Cependant, les machines à pôles saillants peuvent être décrites par un modèle de machine à pôles lisses en confondant la réactance de l'axe direct avec la réactance synchrone [11,17] :

$$\begin{cases} L_s &= L_d \approx L_q \\ x_s &= x_d \approx x_q \end{cases} \tag{2.102}$$

Nous choisissons de caractériser l'alternateur avec x_d dont une liste de valeurs est donnée par [5] (ces valeurs sont reportées à l'annexe D). Finalement, nous pouvons écrire l'impédance de l'alternateur à partir de l'équation (2.44)) :

$$\underline{\mathrm{Z}}_s = x_d \, Z_n \left(\alpha_s + j\right) \tag{2.103}$$

où α_s est le cœfficient reliant la valeur de la réactance de l'alternateur à celle de la résistance interne réduite. La résistance étant faible devant l'impédance synchrone [11], nous utilisons :

$$r_s = \frac{\alpha_s}{x_d} < 0,01 \tag{2.104}$$

Pour les grosses machines synchrones, l'intensité du courant d'excitation peut valoir jusqu'à $\widehat{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}} = 6500$ A pour une tension de 500 V [11], ce qui correspond à une puissance de l'excitatrice comprise entre 0,3 et 2 % de la puissance nominale [60]. On déduit de l'équation (2.38), la valeur du cœfficient d'inductance M :

$$M = \frac{|\underline{\mathrm{E}}_0|}{\omega_0 \widehat{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}} \tag{2.105}$$

De plus, nous choisissons un cœfficient d'inductance mutuelle tel que $k^2 = 0,9$ pour se placer dans le cas d'une machine réelle, ce qui nous permet de déterminer L_r à partir de l'équation (2.89).

L'impédance du système de transport $\underline{\mathrm{Z}}_\varphi$ dépend de la ligne et des transformateurs (cf. équation (2.49)). Elle se déduit de la longueur de la ligne l, de son impédance linéique $\underline{\mathrm{z}}_l$ et de l'impédance réduite du transformateur équivalent $\underline{\mathrm{z}}_t$:

$$\underline{\mathrm{Z}}_\varphi = l\,\underline{\mathrm{z}}_s + Z_n\,\underline{\mathrm{z}}_t \tag{2.106}$$

Enfin, la constante d'inertie H d'une grosse machine synchrone est généralement comprise entre 4 et 7 secondes [95], nous utilisons ici :

$$H = 7 \text{ secondes} \tag{2.107}$$

ce qui procure un stock d'énergie cinétique de :

$$\mathrm{E}_{\mathrm{cin},0} = 7\ 000 \text{ MJ} \tag{2.108}$$

La valeur de l'énergie cinétique ne dépend que de H et ω_0. Ainsi, quel que soit le point de fonctionnement, *i.e.* quelle que soit la valeur de R_0, l'énergie cinétique emmagasinée par ce système ne varie pas. Vis-à-vis de l'énergie cinétique, le système sera d'autant plus fiable qu'il est peu chargé, néanmoins, s'agissant d'une valeur usuelle de H pour une grosse machine, le stock d'énergie cinétique est suffisant pour garantir la fiabilité de l'exploitation quand la machine fournit sa puissance nominale.

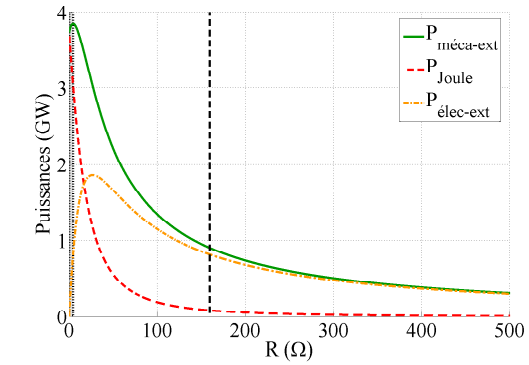
En revanche, l'énergie magnétique emmagasinée dépend des grandeurs électriques du système et donc du point de fonctionnement. Nous pouvons donc étudier la sensibilité de l'énergie magnétique au choix du point de fonctionnement.

Sensibilité de l'énergie magnétique au point de fonctionnement du système

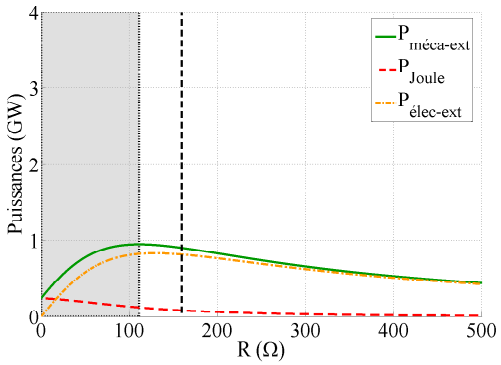
Nous nous limitons ici à l'étude du système pour différentes valeurs de R autour du point de fonctionnement R_0. En réalité, d'autres paramètres ont une influence sur les valeurs prises par le système et nous présentons la sensibilité de la puissance transmise en fonction de x_d et l dans la section C.1 se trouvant en annexe.

Nous présentons deux séries de résultats obtenus autour de R_0 :

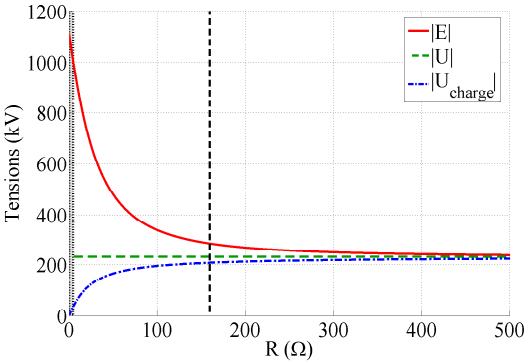
1. Dans le premier cas, la tension de sortie de l'alternateur $|\underline{\mathrm{U}}_0|$ est fixe. Cette spécificité impose que, quelle que soit la puissance délivrée aux consommateurs, le plan de tension soit respecté. Les variations de R modifient alors les valeurs prises par $|\underline{\mathrm{E}}|$ et donc par $|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|$.
2. Dans le second cas, c'est la tension à vide de l'alternateur $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ qui est fixe. On représente le cas d'un système où l'opérateur ne peut pas modifier l'excitation $|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{exc}}|$. Par conséquent, la valeur de $|\underline{\mathrm{U}}|$ est modifiée avec celle de R et le plan de tension n'est pas maintenu.



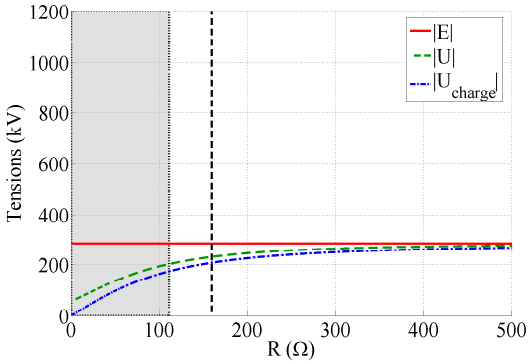
(a) $|\underline{U}_0|$ constante, puissances.



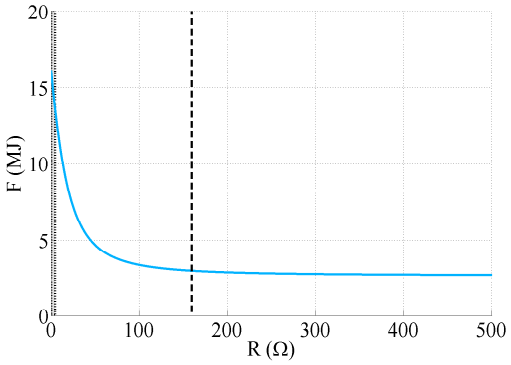
(b) $|\underline{E}_0|$ constante, puissances.



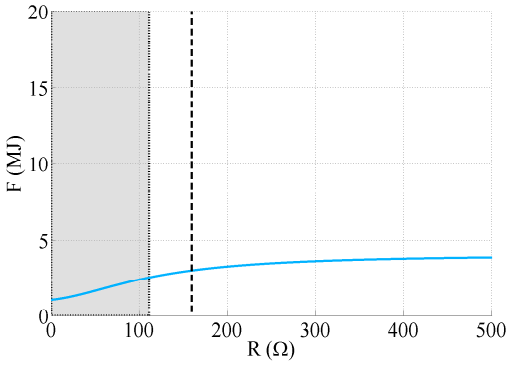
(c) $|\underline{U}_0|$ constante, tensions.



(d) $|\underline{E}_0|$ constante, tensions.



(e) $|\underline{U}_0|$ constante, F.



(f) $|\underline{E}_0|$ constante, F.

Figure 2.14 – *Puissances, tensions et énergie magnétique* F *en régime stationnaire. Les figures (a), (c) et (e) sont calculées à* $|\underline{U}_0|$ *maintenue constante, et les figures (b), (d) et (f) le sont à* $|\underline{E}_0|$ *constante. Les traits tiretés matérialisent le point de fonctionnement nominal caractérisé par* R_0 *: les valeurs à* $|\underline{U}_0|$ *et* $|\underline{E}_0|$ *constantes sont les mêmes, puisqu'il s'agit dans les deux cas du point de fonctionnement initial. Les zones grisées définissent des zones de fonctionnement non favorables du circuit (en régime stationnaire). Il est nécessaire que le point de fonctionnement nominal se trouve en dehors de ces zones. L'annexe C apporte des précisions sur la notion de zone de fonctionnement favorable (C.1).*

Les résultats sont présentés à la figure 2.14. Les figures 2.14(a), 2.14(c) et 2.14(e) sont celles calculées à $|\underline{U}_0|$ maintenue constante, et les figures 2.14(b), 2.14(d) et 2.14(f) le sont à $|\underline{E}_0|$ constante. Le point de fonctionnement nominal, caractérisé par R_0, est représenté par les droites verticales en pointillés qui apparaît dans les deux séries de résultats. Il s'agit en effet du même point de fonctionnement, où $|\underline{U}| = |\underline{U}_0|$ et $|\underline{E}| = |\underline{E}_0|$.

Les figures 2.14(e) et 2.14(f) présentent la variation de F, ce qui démontre que l'approche proposée dans cette section permet effectivement de quantifier le stock d'énergie magnétique du système électrique.

Pour bien comprendre ce que nous indiquent ces courbes, il est d'abord nécessaire de comprendre ce qu'impliquent les variations de R sur les grandeurs caractéristiques du système (puissances, tensions). Par ailleurs, la section C.2 en annexe complète l'analyse précédente et présente les variations d'autres grandeurs du circuit (intensité, puissance réactive, angles) en fonction de R.

Les figures 2.14(a) et 2.14(b) présentent $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$, la puissance mécanique de l'alternateur, $\mathrm{P}_{\text{Joule}}$ les pertes Joule et $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$, la puissance consommée par la charge. Ces courbes nous ont permis de définir des zones de fonctionnement non favorables du système. En effet, les courbes de puissance présentant une valeur maximale, il est possible d'associer deux valeurs de R à un niveau de puissances. Parmi ces deux valeurs, seule la plus grande valeur définit un point de fonctionnement favorable, car il s'agit du point où :

- les pertes Joule sont moindres ;
- la tension aux bornes de la charge est maintenue à un niveau plus élevé (cf. figures 2.14(c) et 2.14(d)) ;
- l'intensité est plus faible (cf. annexe C.1).

Pour les points de fonctionnement favorables du système, $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ et $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$ sont des fonctions décroissantes de R, ce qui signifie que le système est plus chargé quand R diminue. On peut donc modéliser une augmentation de la puissance transmise sur le circuit en diminuant la valeur de la résistance.

Nous pouvons remarquer que les puissances sont différentes selon que $|\underline{U}_0|$ ou $|\underline{E}_0|$ sont maintenues constantes. Le choix des impédances du circuit explique cette différence. En effet, Z_s étant choisi plus grand que Z_φ, la chute de tension due à la réaction d'induit $\underline{Z}_s|\underline{I}|$ est plus importante que celle due au transport et à la distribution $\underline{Z}_\varphi|\underline{I}|$. Par conséquent, maintenir $|\underline{U}_0|$ constante nécessite une intensité plus importante dans le système. Les puissances étant proportionnelles à $|\underline{I}|^2$, ceci conduit à des puissances échangées plus grandes dans le cas à $|\underline{U}_0|$ constante.

Les figures 2.14(c) et 2.14(d) présentent les trois niveaux de tensions du circuit à une maille : $|\underline{E}|$, $|\underline{U}|$ et $|\underline{U}_{\text{charge}}|$. Nous pouvons clairement distinguer le cas à $|\underline{U}_0|$ constante (figure 2.14(c)) du cas à $|\underline{E}_0|$ constante (figure 2.14(d)).

L'allure de $|\underline{U}_{\text{charge}}|$ présente un résultat classique des systèmes électriques, indiquant que quand la puissance fournie augmente, la tension aux bornes de la charge diminue [8]. Ce résultat permet de confirmer la détermination des points de fonctionnement favorables du circuit : pour les mêmes valeurs de $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ ou $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$, les points où les tensions sont plus élevées correspondent au fonctionnement à privilégier.

On remarque sur la figure 2.14(c) que $|\underline{U}_{\text{charge}}|$ est moins sensible aux variations de R dans le cas où $|\underline{U}_0|$ est constante. Cependant, cette *stabilité* de la tension aux variations de R, *i.e.* de la puissance consommée, se paie aux prix de grandes variations de $|\underline{E}|$, la tension à vide de l'alternateur, et donc de $|\underline{I}_{\text{exc}}|$. Or les variations de $|\underline{I}_{\text{exc}}|$ sont limitées par l'échauffement maximal toléré d'une machine synchrone, fixée par les valeurs nominales des courants d'excitation $|\underline{I}_{\text{exc}}|$ et de phase $|\underline{I}|$. Ces valeurs ne peuvent pas être dépassées de façon durable [84], si bien que les grandes variations $|\underline{E}|$ observées pour les petites valeurs de R à la figure 2.14(c) nécessitent que le système soit surdimensionné. Ainsi, maintenir $|\underline{U}_0|$ constante permet d'assurer un plan de tension stable, mais requiert que les systèmes électriques soient suffisamment dimensionnés, voire surdimensionnés, ce qui a un coût, en particulier celui d'équipements capables de moduler la puissance fournie sans menacer la fiabilité de la fourniture. À l'inverse, le cas à $|\underline{E}_0|$ constante présente un système où le courant d'excitation $|\underline{I}_{\text{exc}}|$ et la tension à vide $|\underline{E}|$ ne peuvent pas être ajustés, ce qui correspond à des systèmes pouvant délivrer une tension dont la valeur n'est pas ajustable. Le système n'est pas surdimensionné, si bien que la tension aux bornes de la charge $|\underline{U}_{\text{charge}}|$ est plus sensible aux variations de puissance. La fiabilité de l'exploitation étant en partie assurée par la capacité de l'opérateur à modifier $|\underline{I}_{\text{exc}}|$, cette comparaison donne l'intuition d'un premier besoin d'arbitrage entre la fiabilité du système et son dimensionnement, donc son coût.

Enfin, les figures 2.14(e) et 2.14(f) quantifient le stock d'énergie magnétique F du système, et présentent deux effets différents régissant l'évolution de F.

Avec la figure 2.14(e), nous remarquons que l'énergie de magnétique augmente fortement quand R diminue, c'est-à-dire quand le système est chargé. En effet, maintenir la valeur de $|\underline{U}_0|$ nécessite que la valeur de $|\underline{E}|$ soit élevée, par conséquent l'excitation $|\underline{I}_{\text{exc}}|$ doit être grande, ce qui conduit à une forte augmentation de F conformément à l'expression (2.88). Ainsi, maintenir le plan de tension en jouant sur la valeur de l'excitation permet d'accroître la fiabilité du système quand celui-ci est chargé, mais correspond à une importante énergie immobilisée dans le stockage et entraîne aussi des pertes Joule élevées ce qui augmente le coût d'exploitation du système.

À l'inverse, à $|\underline{E}_0|$ constante, le système n'a pas la capacité de modifier la consigne de l'excitation quand il est chargé, et ne peut donc pas maintenir efficacement le plan de tension. Dans ce cas, nous remarquons que l'énergie magnétique diminue, ce qui, d'après l'équation (2.88), provient de l'augmentation de $\psi = \delta + \phi$. En effet, le stock d'énergie magnétique F dépend également de ψ, l'angle total du système, dont la valeur augmente quand le système est chargé (cf. figure C.5).

En revanche, quand le système est peu chargé (R grand), l'énergie magnétique atteint une valeur asymptotique, si bien que, quelle que soit la tension maintenue constante, les variations de F sont plus faibles pour des fluctuations de R. D'une façon générale, les courbes 2.14(e) et 2.14(f) permettent de comparer le stock d'énergie magnétique du système pour différents points de fonctionnement. Les résultats indiquent que maintenir le plan de tension, *i.e.* $|\underline{U}_0|$ constante, conduit à des systèmes plus fiables puisque F y est plus important, mais plus coûteux car $|\underline{E}|$ et $|\underline{I}_{\text{exc}}|$ doivent pouvoir prendre des valeurs plus grandes.

Étude du régime transitoire après une fluctuation de charge

Les résultats en régime stationnaire ont présenté la sensibilité du stock d'énergie magnétique, et donc de la fiabilité, en fonction du point de fonctionnement et de l'état du système. Nous pouvons donc comparer en régime stationnaire le niveau de fiabilité de différents systèmes électriques. Par conséquent, les indicateurs de fiabilité que nous proposerons à la section 2.3 s'appuie sur l'étude en régime stationnaire.

Cependant, nous nous intéressons dans cette section à l'évolution des stocks d'énergies magnétique et cinétique pendant le régime transitoire suivant une fluctuation de charge, ce qui permet de retrouver quantitativement l'évolution des stocks anticipée à la figure 2.5 et valide l'application de l'approche thermodynamique à la description du circuit à une maille.

Nous simulons une fluctuation de charge, dans le sens d'une augmentation de la consommation, *i.e.* de $\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$. On modifie pour cela brusquement le niveau de consommation du système à partir du point de fonctionnement nominal en connectant une résistance R_1 en parallèle des consommateurs initiaux représentés par R_0 à l'instant t_0. La valeur de R_2 est définie comme la valeur de la résistance connectée au circuit à une maille à l'instant t_0 :

$$R_2 = R_0 // R_1 \tag{2.109}$$

La valeur de R_2 est déterminée de façon à modéliser un appel de puissances valant ΔP, l'amplitude de la fluctuation de charge, si bien que R_2 est solution de :

$$3|\underline{\mathrm{U}}_0|^2 \frac{(R_s + R_\varphi + R_2)}{(R_\varphi + R_2)^2 + (\omega_0 L_\varphi)^2} = \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} + \Delta P \tag{2.110}$$

Les résultats présentés ici correspondent à l'application numérique suivante :

$$\Delta P = 0,1 \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} = 90 \text{ MW} \tag{2.111}$$

$$R_2 = 143\ \Omega \tag{2.112}$$

En *régime transitoire*, les expressions (2.70) et (2.71) des bilans de puissance ne sont plus valables, car :

- les stocks d'énergie cinétique et magnétique varient ;
- la pulsation du système varie avec la variation du stock d'énergie cinétique. On note alors $\omega(t)$ et $\Omega(t)$, l'évolution en régime transitoire des vitesses de rotation électrique et mécanique respectivement ;
- le système électrique n'évolue donc plus en régime stationnaire puisque $\omega(t)$ varie.

On fait cependant l'hypothèse que les variations de $\omega(t)$ sont lentes devant une pseudo-période électrique ($2\pi/\omega(t)$). Avec cette hypothèse, que nous vérifierons plus bas, nous considérons que le système évolue en régime *pseudo-stationnaire*, c'est-à-dire que bien que $\omega(t)$ varie, nous conservons l'écriture des grandeurs électriques en notations complexes. Cette hypothèse induit que les signaux électriques s'adaptent instantanément à la fluctuation de charge et aux variations lentes de $\omega(t)$.

Nous désignons par $\mathrm{P}(t)$, $\mathrm{E}_{\text{cin}}(t)$ et $\mathrm{F}(t)$ l'évolution lente des valeurs moyennes des puissances et des énergies cinétique et magnétique, ainsi que par $\mathrm{e}(t)$, $\mathrm{i}(t)$, etc, l'évolution lente

des signaux électriques.

Le bilan global de puissances (2.21) en régime transitoire s'écrit de la façon suivante :

$$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} + \mathrm{P}_{\text{élec-ext}}(t) = \mathrm{P}_{\text{Joule}}(t) + \frac{\mathrm{dF}(t)}{\mathrm{d}t} + \frac{\mathrm{dE}_{\text{cin}}(t)}{\mathrm{d}t} \tag{2.113}$$

L'étude du régime transitoire peut se décomposer en deux sous-problèmes distincts, relatifs aux variations des stocks d'énergies magnétique et cinétique, dont les constantes de temps de relaxation caractéristiques diffèrent de trois ordres de grandeurs. On distingue :

- un problème *électrique*, rapide, déterminant le retour à l'équilibre des grandeurs électriques après la fluctuation ;
- un problème *mécanique*, lent, déterminant le retour à l'équilibre de la fréquence.

Cela nous permet de faire l'hypothèse que les grandeurs électriques recouvrent un régime pseudo-stationnaire de fonctionnement avant que $\omega(t)$ n'ait varié, et que réciproquement, les variations de $\omega(t)$ peuvent être résolues en considérant que les grandeurs électriques évoluent en régime pseudo-stationnaire.

Le problème électrique traduit l'inertie du système électrique à s'adapter à une perturbation. Avant de se stabiliser à nouveau à un fonctionnement en régime permanent pseudo-sinusoïdal, le système subit un court régime transitoire électrique. La loi de comportement du transitoire électrique sur chaque phase est donnée par la loi des mailles :

$$\mathrm{e}(t) = \big(R_s + R_\varphi + R_2\big)\mathrm{i}(t) + (L_s + L_\varphi)\frac{\mathrm{di}(t)}{\mathrm{d}t} \tag{2.114}$$

(2.114) est une équation différentielle du premier ordre en $\mathrm{i}(t)$. L'amplitude de $\mathrm{e}(t)$ étant une fonction de $\omega(t)$:

$$\widehat{\mathrm{E}} = \frac{\omega(t)}{\omega_0}\widehat{\mathrm{E}}_0 \tag{2.115}$$

le courant $|\underline{\mathrm{I}}_{\text{exc}}|$ est maintenu constant pendant la fluctuation et l'équation (2.38) procure en régime pseudo-stationnaire :

$$|\underline{\mathrm{E}}(t)| = \omega(t)M|\underline{\mathrm{I}}_{\text{exc}}| = \frac{\omega(t)}{\omega_0}|\underline{\mathrm{E}}_0| \tag{2.116}$$

D'après notre hypothèse, $\mathrm{e}(t)$ varie lentement par rapport à $\mathrm{i}(t)$, si bien qu'on peut déterminer $\tau_{\text{élec}}$, la constante de temps caractéristique de l'équation (2.114).

$$\tau_{\text{élec}} = \frac{L_s + L_\varphi}{R_s + R_\varphi + R} \tag{2.117}$$

$\tau_{\text{élec}}$ mesure l'inertie du système électrique et on vérifiera que cette constante est petite devant les variations de $\mathrm{e}(t)$ ou $\omega(t)$. On évalue alors la constante $\tau_{\text{élec}}$ avant ou après la fluctuation :

$$t < t_0 : \quad \tau^-_{\text{élec}} = 2,29 \text{ ms} \tag{2.118}$$

$$t > t_0 : \quad \tau^+_{\text{élec}} = 2,89 \text{ ms} \tag{2.119}$$

$$< T = 2\pi/\omega_0 = 20 \text{ ms}$$

Dans les deux cas, la constante de temps est inférieure à une période électrique, indiquant que le transitoire électrique est résorbé en moins d'une période, ce qui justifie que le système évolue en régime pseudo-stationnaire.

Nous introduisons t_0^+, caractérisant l'instant où le court régime transitoire électrique est résorbé et où les grandeurs électriques ont retrouvé un comportement en régime pseudo-stationnaire. La notation $\underline{\mathrm{X}}_0^+$ identifie les grandeurs à l'instant t_0^+.

Le problème mécanique traduit, quant à lui, l'inertie du système mécanique à s'adapter à une perturbation. Il s'exprime à travers l'équation (2.113), quand $t \gg \tau_{\text{élec}}$. Une fluctuation de charge entraîne le système à une autre fréquence d'équilibre et le système tend vers cette nouvelle fréquence avec une certaine inertie mécanique liée à son énergie cinétique et donc à la valeur du moment d'inertie J :

$$J\omega(t)\frac{\mathrm{d}\omega(t)}{\mathrm{d}t} = \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} - 3\mathrm{P}(t) - \frac{\mathrm{dF}(t)}{\mathrm{d}t} \tag{2.120}$$

Pour trouver l'ordre de grandeur de la constante de temps mécanique $\tau_{\text{méca}}$, on considère en première approximation que :

- le couple résistant à la rotation du rotor, opposé par le système électrique est indépendant de $\omega(t)$:
$$C_r = \frac{3\mathrm{P}(t)}{\omega(t)} = \text{constante} \tag{2.121}$$
Cette hypothèse ne se justifie qu'en première approximation, mais est suffisante pour établir l'ordre de grandeur de la constante de temps mécanique.
- la variation de l'énergie magnétique est négligeable devant la variation de l'énergie cinétique. En effet, les figures 2.14(e) et 2.14(f) montrent que le stock d'énergie magnétique représente quelques MJ alors que le stock d'énergie cinétique s'élève à plusieurs GJ (cf. équation (2.108)).

Nous linéarisons l'équation (2.120) autour de ω_0 :

$$\omega(t) = \omega_0\left(1 + \frac{x(t)}{\omega_0}\right) \tag{2.122}$$

$$J\frac{\mathrm{d}x(t)}{\mathrm{d}t} = \frac{\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} - \Delta\mathrm{P}}{\omega_0}\Big(1 - \frac{x(t)}{\omega_0} + o(x(t))\Big) - C_r \tag{2.123}$$

L'équation (2.123) met ainsi en évidence $\tau_{\text{méca}}$, la constante de relaxation mécanique du système :

$$\tau_{\text{méca}} = \frac{J\omega_0^2}{\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} - \Delta\mathrm{P}} \approx \frac{J\omega_0^2}{\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}} = 15,57 \text{ s} \tag{2.124}$$

Finalement, nous trouvons que :

$$\tau_{\text{élec}} < T \ll \tau_{\text{méca}} \tag{2.125}$$

La différence d'ordre de grandeur entre les trois constantes de temps confirme que nous pouvons étudier les problèmes électrique et mécanique séparément, et nous considérons que :

- $\omega(t)$ ne varie pas pendant le transitoire électrique, *i.e.* $\omega_0^+ = \omega_0$;
- les grandeurs électriques s'adaptent en moins d'une période électrique à la fluctuation

de charge, ce qui autorise à négliger le transitoire électrique pour étudier l'évolution de $\omega(t)$ et celle des stocks.

Les constantes $\tau_{\text{élec}}$ et $\tau_{\text{méca}}$ caractérisent respectivement les temps de mobilisation des réserves magnétique et cinétique, et nous permettent d'établir deux bilans de puissance pour retranscrire la mobilisation des réserves après une fluctuation de charge. En effet, l'intégrale de (2.113) procure le bilan d'énergie :

$$\int_{t_1}^{t_2} \left(\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} - 3\mathrm{P}(t)\right) \mathrm{d}t = \Big(\mathrm{E}_{\text{cin}}(t_2) - \mathrm{E}_{\text{cin}}(t_1)\Big) + \Big(\mathrm{F}(t_2) - \mathrm{F}(t_1)\Big) \tag{2.126}$$

– Lorsque $t_0 < t < t_0^+ \approx \tau_{\text{elec}}$, nous avons :

$$\big|\mathrm{F}(t) - \mathrm{F}(t_0)\big| \gg \big|\mathrm{E}_{\text{cin}}(t) - \mathrm{E}_{\text{cin}}(t_0)\big| \approx 0 \tag{2.127}$$

de sorte que, pour $t < t_0^+$, le bilan de puissance (2.113) devient :

$$\begin{aligned} \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} &= 3\mathrm{P}(t) + \frac{\mathrm{dF}(t)}{\mathrm{d}t} \\ &= \mathrm{P}_{\text{Joule}}(t) + \mathrm{P}_{\text{élec-ext}}(t) + \frac{\mathrm{dF}(t)}{\mathrm{d}t} \end{aligned} \tag{2.128}$$

Ce résultat indique que l'énergie magnétique est indispensable pour assurer la fiabilité de l'exploitation aux temps courts, *i.e.* pendant le transitoire électrique et avant que l'énergie cinétique n'ait commencé à varier. Une fois le transitoire électrique résorbé (à t_0^+), l'énergie magnétique ne varie pratiquement plus, et c'est l'énergie cinétique qui procure de l'inertie au système.

– Ainsi, lorsque $t \gg t_0^+$:

$$\big|\mathrm{F}(t) - \mathrm{F}(t_0^+)\big| \ll \big|\mathrm{E}_{\text{cin}}(t) - \mathrm{E}_{\text{cin}}(t_0^+)\big| \tag{2.129}$$

le bilan de puissance s'écrit :

$$\begin{aligned} \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} &= 3\mathrm{P}(t) + \frac{\mathrm{dE}_{\text{cin}}(t)}{\mathrm{d}t} \\ &= \mathrm{P}_{\text{Joule}}(t) + \mathrm{P}_{\text{élec-ext}}(t) + \frac{\mathrm{dE}_{\text{cin}}(t)}{\mathrm{d}t} \end{aligned} \tag{2.130}$$

Le stock d'énergie cinétique étant élevé, il permet d'assurer la fiabilité de l'exploitation pendant la durée du transitoire, *i.e.* avant que l'opérateur n'ait ajusté I_{exc} et $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ et que le système se soit stabilisé à un nouveau point de fonctionnement.

$\tau_{\text{élec}}$ et $\tau_{\text{méca}}$ correspondent aux temps de mobilisation des réserves magnétique et cinétique. Ce sont des temps pendant lesquels il n'est pas possible de reconstituer les niveaux des réserves. Il est donc essentiel que les réserves magnétique et cinétique aient des niveaux suffisants avant la fluctuation, pour qu'elles puissent être mobilisées pendant des durées de l'ordre de $\tau_{\text{élec}}$ et $\tau_{\text{méca}}$ respectivement.

Les deux bilans (2.128) et (2.130) reproduisent l'ordonnancement des réserves dans la gestion de la fluctuation, comme illustré à la figure 2.5, et mettent en évidence les rôles complémentaires des réserves.

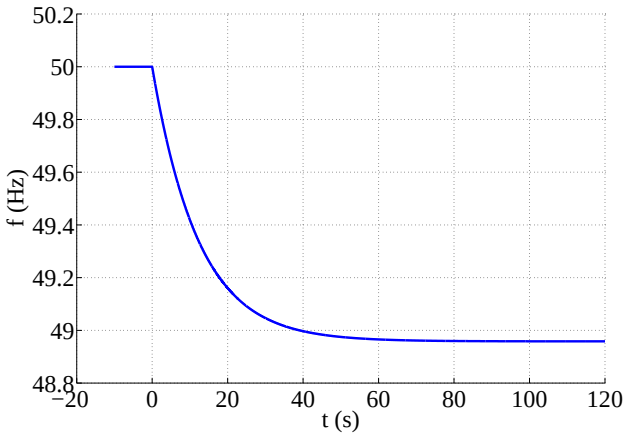


Figure 2.15 – *Variation de la fréquence du circuit à une maille après la fluctuation de charge où la puissance consommée augmente.*

L'étude numérique du régime transitoire permet de représenter quantitativement l'évolution des réserves après la fluctuation. La figure 2.15 présente l'évolution de la fréquence du système, et la figure 2.16 présente l'évolution des termes du bilan de puissances (2.113) pour les hypothèses de résolution et les valeurs numériques précédentes. Nous étudions l'évolution libre du système après la fluctuation de charge ce qui permet d'illustrer l'inertie fournie par les réserves magnétique et cinétique. Après la fluctuation, la fréquence chute et se stabilise en-dessous de 49 Hz après 60 secondes, ce qui traduit la diminution du stock d'énergie cinétique.

La figure 2.16 permet de vérifier que la consommation ($-\mathrm{P}_{\text{élec-ext}}$) augmente juste après la fluctuation. Les pertes Joule augmentent également ce qui correspond à une augmentation de $|\underline{\mathrm{I}}|$. Nous pouvons remarquer que le stock d'énergie magnétique diminue instantanément, ce qui confirme le rôle crucial joué par ce stock pour résorber le transitoire électrique. Pour $t < t_0^+$, l'énergie magnétique permet de combler l'écart entre $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ et $\mathrm{P}(t)$, quand les grandeurs électriques varient. Puis, le stock d'énergie magnétique est reconstitué par la variation de l'énergie cinétique. Le stock d'énergie cinétique diminue plus lentement et plus longuement, ce qui indique qu'il compense durablement (pendant quelques minutes) l'écart entre $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ et $\mathrm{P}(t)$.

Les résultats de cette section montrent que les stocks d'énergies magnétique et cinétique sont essentiels à la gestion d'une fluctuation de charge. Pour approfondir cette étude, il pourrait être intéressant d'étudier de façon détaillée l'évolution des stocks pour différentes stratégies de régulation, *i.e.* quand l'opérateur agit sur les valeurs de consignes de I_{exc} et $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$, ainsi que de confronter les résultats avec des outils classiques de simulation de réseaux.

Pour autant, l'analyse du régime stationnaire, telle qu'elle a été présentée, est suffisante pour comparer la fiabilité de différents systèmes électriques. C'est donc à partir des résultats en régime stationnaire que nous établissons deux indicateurs permettant d'évaluer la fiabilité des résultats issus des modèles de prospective.

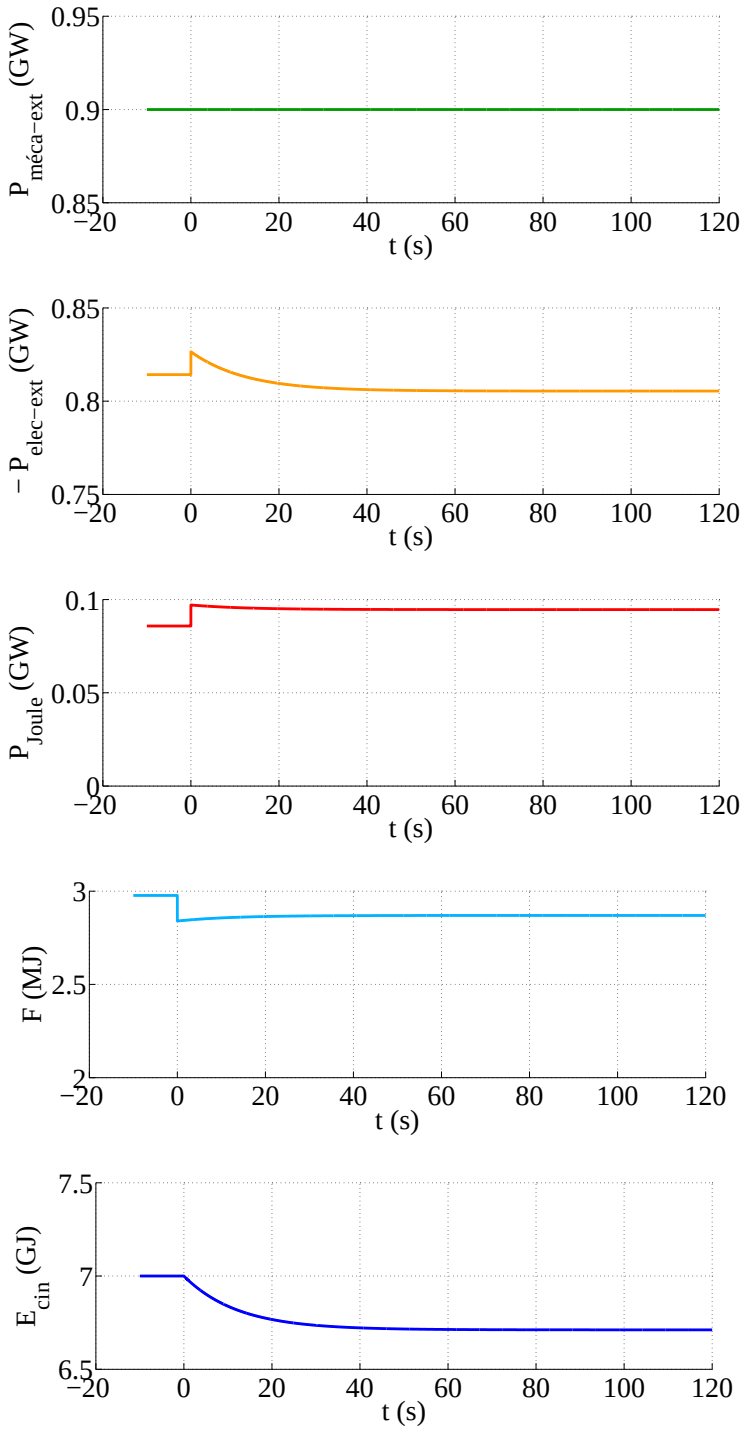


Figure 2.16 – *Comportement dynamique du circuit à une maille après une fluctuation de charge. Le système est libre après la fluctuation. Avec le circuit à une maille, nous avons été en mesure de représenter le comportement dynamique des grandeurs dont l'approche thermodynamique avait donné une évolution qualitative à la figure 2.5.*

2.3 Élaboration de deux indicateurs nécessaires à la fiabilité

Dans la section précédente, nous avons montré que lors d'une fluctuation de charge, les stocks d'énergie magnétique F et d'énergie cinétique E_{cin} sont essentiels pour que le système ne s'effondre pas avant d'ajuster le niveau de production. L'analyse précédente a également permis de quantifier les niveaux des réserves magnétique et cinétique d'un système électrique ramené à un circuit à une maille. Grâce à cette étape, nous sommes théoriquement en mesure d'évaluer les stocks d'énergies magnétique et cinétique d'un système électrique réel, et par conséquent d'en déterminer le niveau de fiabilité.

Cependant, pour évaluer le niveau de fiabilité d'un système électrique, il est important de relier les réserves magnétique et cinétique au niveau de fiabilité. On établit pour cela deux indicateurs de fiabilité, l'un lié à la réserve magnétique, l'autre à la réserve cinétique, qui évaluent si les énergies magnétique et cinétique emmagasinées dans le système suffisent à maintenir les variations de tension et de fréquence dans des limites relatives au niveau de fiabilité escompté.

Nous présentons ici l'élaboration des indicateurs de fiabilité et leur influence sur le comportement dynamique du système, *i.e.* l'évolution de la fréquence et de la tension après une fluctuation de production ou de consommation. Nous montrons d'une part que la fiabilité des systèmes évolue dans le même sens que ces indicateurs et d'autre part que, les indicateurs peuvent être évalués pour tous les systèmes électriques.

Les indicateurs seront utilisés dans le chapitre 3 pour évaluer l'évolution de la fiabilité de l'île de La Réunion, c'est pourquoi nous étudions ici un circuit à une maille dont les caractéristiques sont similaires à celles de La Réunion :

- un niveau de tension de 63 kV, correspondant au réseau haute tension ;
- une puissance connectée au système comprise entre 200 et 1 000 MW, puisqu'à La Réunion la puissance appelée varie entre 200 MW et 400 MW en 2008, et qu'EDF prévoit une augmentation de la puissance de pointe jusqu'à au moins 700 MW en 2030.

Les autres paramètres du système sont reportés dans le tableau 2.5. Parmi les paramètres relatifs aux moyens de production, H et x_d sont ceux influençant fortement les stocks d'énergies magnétique et cinétique et par conséquent le comportement dynamique du système. Ainsi, nous étudierons la sensibilité des résultats à ces deux paramètres.

Le comportement dynamique est étudié pendant le régime transitoire provoqué par une fluctuation de charge. Nous modélisons une fluctuation de charge dans le sens d'une augmentation de la puissance appelée par les consommateurs comme dans la section précédente. Juste après la fluctuation, à t_0^+, la production est donc inférieure à la puissance appelée. Nous modélisons deux types de fluctuation :

- $\Delta P = 52$ MW, correspondant à une fluctuation équivalente au plus gros groupe [15] ;
- $\Delta P = 0,1 P_{\text{méca-ext}}$, *i.e.* des fluctuations comparables quelle que soit $P_{\text{méca-ext}}$.

15. Il s'agit de la centrale thermique du Gol comportant une tranche de 52,5 MW et fonctionnant au charbon. La perte de ce générateur peut entraîner une chute de fréquence à 47,25 Hz [7].

Propriétés globales	f_0	50 Hz
	ω_0	314 rad.s^{-1}
	U_n	63 kV
	$\lvert\underline{U}_0\rvert$	36,4 kV
Production	$\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$	$\in [200\,;1\,000]$ MW
	$\cos\varphi$	0,85
	p	1
	Ω_0	3 000 tr.min^{-1}
	H_{cin}	$\in [0\,;30]$ s
	M	0,139
	k^2	0,9
	x_d	$\in [0,3\,;2,5]$
	α_s	0,005
T & D	l	1 km
	$\underline{z}_l$	$0,4 \times (1+j)$
	$\underline{z}_t$	$0,1 \times (0,05+j)$

Table 2.5 – *Paramètres du circuit à une maille équivalent au système électrique de La Réunion.*

2.3.1 Chute de fréquence en fonction du stock d'énergie cinétique

Définition de H_{cin}

La variation de fréquence est liée au problème transitoire mécanique, *i.e.* au régime transitoire aux temps longs. En effet, $\omega(t)$ évolue conformément à l'équation (2.130) rappelée ici :

$$\frac{\mathrm{dE_{cin}}(t)}{\mathrm{d}t} = J\omega(t)\frac{\mathrm{d}\omega(t)}{\mathrm{d}t} = \mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - 3\mathrm{P} \tag{2.130}$$

La fréquence varie pour une augmentation de 3P (ou $\mathrm{P_{élec\text{-}ext}}$) non compensée par une augmentation de $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}$. Cette variation est d'autant plus faible que J est grand, ce qui laisse plus de temps au régulateur pour modifier la puissance mécanique à l'aide de la réserve tournante et des groupes de secours. On exprime l'énergie cinétique emmagasinée dans le circuit à une maille à partir de l'indicateur H_{cin}, qui :

- mesure l'inertie mécanique du système ; et qui
- correspond à la valeur de la constante d'inertie H exprimée pour l'ensemble des moyens de production du système (cf. équation (2.94)).

$$H_{\text{cin}} = \frac{\mathrm{E_{cin}}}{S_n} = \frac{J\omega_0^2}{S_n} \tag{2.131}$$

H_{cin} s'exprime en secondes et mesure l'énergie cinétique stockée dans le système par rapport à la puissance apparente du système. H_{cin} représente la durée pendant laquelle le stock d'énergie cinétique s'épuise totalement si toute la production du système est brusquement déconnectée.

L'équation (2.130) devient alors :

$$\frac{\mathrm{d}\omega(t)}{\mathrm{d}t} = \frac{\omega_0^2}{\omega(t)H_{\text{cin}}S_n}\left(\mathrm{P_{méca\text{-}ext}} - 3\mathrm{P}(t)\right) \tag{2.132}$$

Cette équation gouverne la variation de fréquence après la fluctuation.

Pour un système et une fluctuation donnés – $\mathrm{P_{méca\text{-}ext}}$, S_n, ω_0 et ΔP étant fixés – la variation de fréquence après la fluctuation dépend de H_{cin}. La variation de fréquence après

une fluctuation de charge sera d'autant plus faible que H_{cin} sera grand, si bien que H_{cin} est un indicateur de la fiabilité du système pour la variation de fréquence.

Chute de fréquence en fonction de H_{cin}

On vérifie que la variation de fréquence du circuit à une maille est bien fonction de H_{cin} en simulant une fluctuation de charge pour des systèmes ayant différentes valeurs de H_{cin}. Comme dans la section 2.2.4, la fluctuation de charge est modélisée en remplaçant R_0 par R_2, ce qui modifie brusquement la puissance consommée de 3P à $\left(3\text{P} + \Delta P\right)$. La puissance active $3\text{P}(t)$ consommée dépend des paramètres du circuit à une maille, en particulier du niveau de tension U_n et des impédances du circuit – $\underline{\text{Z}}_s$, $\underline{\text{Z}}_\varphi$, R – où $\underline{\text{Z}}_s$ et $\underline{\text{Z}}_\varphi$ sont fonctions de $\omega(t)$.

Après le régime transitoire, si aucune action n'a été prise pour modifier la valeur de $\text{P}_{\text{méca-ext}}$, la fréquence se stabilise autour d'un nouveau point d'équilibre ω_∞, tel que :

$$\text{P}_{\text{méca-ext}} = \text{P}_{\text{Joule},\infty} + \text{P}_{\text{élec-ext},\infty} = 3\text{P}_\infty \tag{2.133}$$

ce qui correspond à l'écriture du bilan de puissances d'un système à une maille au nouveau régime stationnaire (cf. équations (2.70) et (2.71)). Ainsi, ω_∞ est solution de :

$$\text{P}_{\text{méca-ext}} = |\underline{\text{E}}_0|^2 \frac{\omega_\infty^2}{\omega_0^2} \frac{1}{(R_s + R_\varphi + R_2)^2 + \omega_\infty^2 (L_s + L_\varphi)^2} \tag{2.134}$$

Pendant le régime transitoire, la résolution de l'équation différentielle (2.132) donne la variation de la fréquence en fonction du temps. La figure 2.17 présente f_{10} – la fréquence 10 s après la fluctuation – pour différentes valeurs de H_{cin} et de $\text{P}_{\text{méca-ext}}$, et pour les deux types de fluctuation. $\text{P}_{\text{méca-ext}}$ correspond à la puissance des moyens de production connectés au système à l'instant de la fluctuation, et non pas à la puissance totale installée.

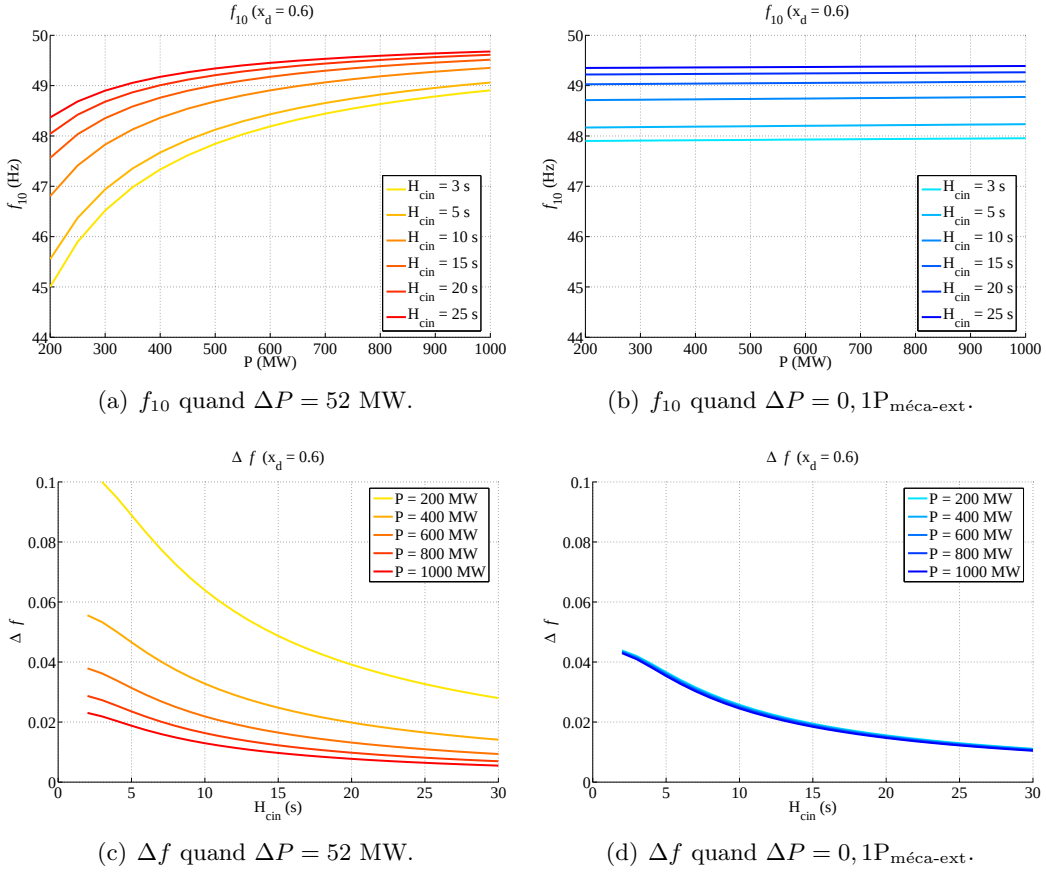
Ces courbes permettent de vérifier que la chute de fréquence est plus faible quand H_{cin} est grand. Ainsi, la figure 2.17(a), qui simule une fluctuation d'amplitude fixée à 52 MW, illustre l'état recouvré par le système pour une perte de charges d'une telle puissance (la figure 2.17(c) donne une autre vision de la dépendance de la variation de la fréquence en fonction de H_{cin} lorsque le paramètre est la puissance connectée). On peut remarquer que pour le système médian ($\approx$ 550 MW) cette fluctuation correspond à 10 % de la puissance installée. Pour une telle fluctuation, on constate que la chute de fréquence est beaucoup plus importante pour les systèmes de petites puissances mécaniques, ce qui s'explique car un petit système est structurellement plus fragile : la chute de fréquence atteint pour les petites valeurs de H_{cin} jusqu'à 5 Hz pour un système de 200 MW, ce qui traduit leur manque de robustesse par rapport à une fluctuation de charge.

Ainsi, la taille des moyens de production d'un système électrique résulte donc d'un compromis entre la sûreté du système et l'optimisation économique qui tend à favoriser les économies d'échelle.

Dans la figure 2.17(b), ceci est également illustré lorsque la fluctuation correspond à une fluctuation valant 10 % de la puissance installée. Encore une fois, la perte en fréquence est encore moins marquée pour les systèmes ayant des valeurs élevées de H_{cin}.

Il est intéressant de constater sur la figure 2.17(d) que lorsque la taille des moyens de production était limitée à un pourcentage de la puissance connectée au système ($\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$), alors la chute de fréquence dépend uniquement de H_{cin}.

Ceci nous indique que l'exploitation d'un système électrique sera d'autant plus fiable si les moyens de production sont en mesure de garantir une valeur de H_{cin} suffisamment grande, *i.e.* un stock d'énergie cinétique suffisamment important. La valeur du stock d'énergie cinétique permet d'amortir la variation de fréquence, si bien que si la constante H_{cin} est élevée, la fréquence est maintenue plus longtemps dans les limites de fonctionnement acceptables et le régulateur dispose de plus de temps pour ajuster la puissance mécanique.



(a) f_{10} quand $\Delta P = 52$ MW.

(b) f_{10} quand $\Delta P = 0,1\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$.

(c) Δf quand $\Delta P = 52$ MW.

(d) Δf quand $\Delta P = 0,1\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$.

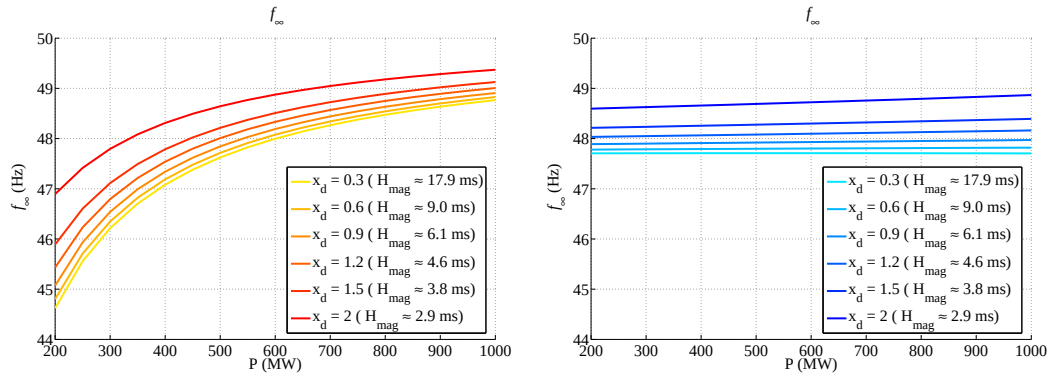
Figure 2.17 – *Variations de fréquence dans le circuit équivalent à une maille en fonction de H_{cin}. À gauche, on présente f_{10} la fréquence 10 s après la fluctuation de charge, et $\Delta f = \left(f_0 - f_{10}\right)/f_0$ en fonction de $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ et H_{cin} pour une fluctuation de charge de 52 MW, et à droite les mêmes courbes pour une fluctuation de charge d'amplitude $0,1\ \mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$. $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ correspond à la puissance délivrée au système à un instant donné. Pour ces courbes, $x_d = 0,6$ dont l'ordre de grandeur correspond à celui de La Réunion.*

Critère de fiabilité

Pour établir un critère de fiabilité, on cherche une valeur limite $H_{\text{cin-lim}}$ au-dessus de laquelle le système serait considéré comme fiable, par exemple une valeur $H_{\text{cin-lim}}$ garantissant qu'à 10 s $\Delta f \leq 1$ Hz, pour une fluctuation considérée comme admissible. Cependant, une telle

approche n'est pas envisageable car la chute de fréquence dépend aussi des autres paramètres du système à une maille, et en particulier de l'impédance synchrone x_d. En effet, ω_∞ et f_∞ sont fonctions de $\underline{Z}_s$, donc de x_d (cf. équation (2.134)). Or x_d varie suivant les moyens de production [16] et donc suivant le système électrique étudié.

Dans l'ensemble des courbes qui précèdent, la valeur de x_d était donnée et fixée à 0,6. Si cette valeur n'affecte pas la qualité de robustesse du système caractérisée par son indicateur de fiabilité H_{cin}, elle joue un rôle prépondérant pour définir l'amplitude de la variation de la fréquence suite à une fluctuation de charge. Ainsi, comme l'illustre la figure 2.18, pour des valeurs de x_d qui augmentent, f_∞ se stabilise à une fréquence de plus en plus élevée.



(a) f_∞ quand $\Delta P = 52$ MW.

(b) f_∞ quand $\Delta P = 0,1\text{P}_{\text{méca-ext}}$.

Figure 2.18 – *Fréquence f_∞ à laquelle se stabilise le système s'il n'y a pas d'action extérieure modifiant $\text{P}_{méca\text{-}ext}$. f_∞ est indépendant de H_{cin} : on ne s'intéresse pas au temps de retour à l'équilibre mais uniquement à la fréquence finale. H_{mag} fait référence au second critère de fiabilité introduit à la section 2.3.2.*

f_∞, $f(t)$ et f_{10} augmentent avec x_d, donc la chute de fréquence est plus faible quand x_d augmente. Ce résultat montre que le maintien de la fréquence dépend aussi du paramètre électrique x_d, qui empêche de trouver une valeur unique de $H_{\text{cin-lim}}$ pour garantir un niveau de fiabilité. De ce fait, on préfèrera choisir un H^*_{cin} correspondant à la valeur d'un système existant jugé fiable, et imposer $H_{\text{cin}} \geq H^*_{\text{cin}}$ pour garantir la fiabilité du système au cours du temps.

2.3.2 Chute de tension en fonction du stock d'énergie magnétique

Dans la partie précédente, en mettant en évidence l'importance de H_{cin}, nous avons constaté que x_d a également un impact important sur le maintien de la fréquence. x_d influence le point de fonctionnement après le transitoire électrique (à $t = t_0^+$) et conditionne l'évolution des grandeurs électriques et des puissances pendant le transitoire mécanique. La fiabilité du système passe donc aussi par le maintien des signaux électriques dans des limites de fonctionnement acceptables. Pour cela, il est essentiel d'étudier l'évolution du système pendant le transitoire électrique afin d'élaborer un indicateur de fiabilité, relatif au maintien des signaux électriques. On s'intéresse alors plus particulièrement au maintien du plan de

16. L'annexe D présente la disparité des valeurs de x_d pour différents moyens de production.

tension car c'est un élément très précieux pour la bonne exploitation du système, au même titre que le maintien de la fréquence [14].

Sensibilité du transitoire électrique en fonction de x_d

x_d est le paramètre électrique du circuit à une maille caractérisant les moyens de production. Sa valeur varie pour différents moyens de production (cf. tables de valeurs de l'annexe D) et influence les signaux électriques après la fluctuation.

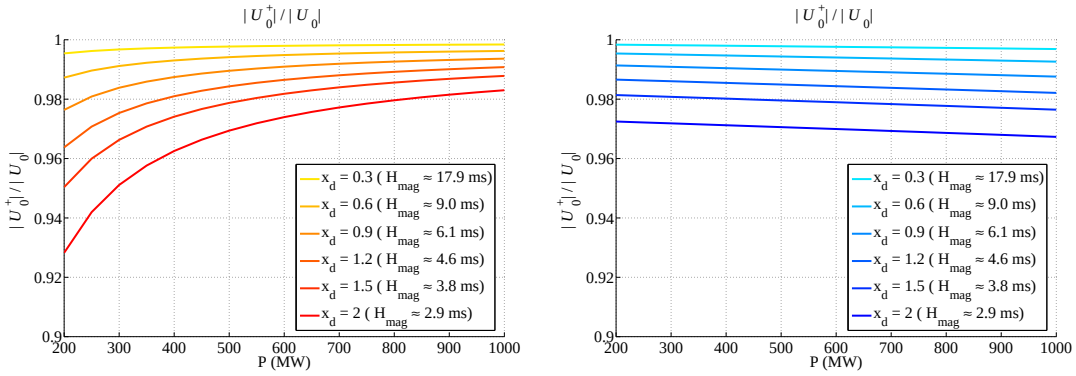
Les variations de la tension de sortie de l'alternateur $|\underline{U}|$ doivent être maintenues par le régulateur dans des limites contractuelles. À l'échelle du circuit à une maille, le maintien de $|\underline{U}|$ peut être vu comme l'équivalent du maintien du plan de tension du réseau pour un système complexe. Cependant, la tension est une grandeur qui doit être compensée localement, si bien qu'établir une condition globale pour maintenir une valeur de tension agrégée pour l'ensemble des producteurs ne pourra conduire qu'à une condition nécessaire, mais non suffisante, pour la fiabilité de l'exploitation. En effet, la tenue de la tension est étroitement liée à la compensation de puissance réactive, qui est un problème essentiellement local, car la puissance réactive se transporte mal et doit être compensée à proximité des zones où elle est appelée [4].

En étudiant le régime transitoire avant que le régulateur n'ait agi sur le système, on se place dans le cas où le courant $|\underline{I}_{exc}|$ n'a pas été modifié. La tension à vide $|\underline{E}|$ après la fluctuation est alors donnée par (cf. équation (2.116)) :

$$|\underline{E}(t)| = |\underline{E}_0| \frac{\omega(t)}{\omega_0} \tag{2.135}$$

En particulier, pendant le transitoire électrique, on a :

$$|\underline{E}_0^+| = |\underline{E}_0| \tag{2.136}$$



(a) $|\underline{U}_0^+|$ quand $\Delta P = 52$ MW.

(b) $|\underline{U}_0^+|$ quand $\Delta P = 0,1\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$.

Figure 2.19 – *Chute de tension dans le circuit à une maille pour différentes valeurs de x_d. H_{mag} fait référence au critère de fiabilité défini plus bas.*

La figure 2.19 présente $|\underline{U}_0^+|$ pour différentes valeurs de x_d. On vérifie indifféremment sur 2.19(a) et 2.19(b) que $|\underline{U}_0^+|$ est toujours plus faible que $|\underline{U}_0|$ pour les fluctuations étudiées,

car l'intensité augmente avec ce type de fluctuation ($|\underline{I}_0^+| > |\underline{I}_0|$ comme l'indique l'évolution des pertes Joule à la figure 2.16).

Quand la réactance synchrone x_d augmente, le phénomène d'auto-induction dans les enroulements statoriques est plus fort, et la réaction d'induit – *i.e.* la chute de tension entre la tension à vide $\underline{E}$ et $\underline{U}$ – est alors plus importante pour une même intensité circulant dans les bobines (cf. équation (2.43)). On s'attend donc à ce que la chute de tension :

$$\Delta|\underline{U}| = |\underline{U}_0| - |\underline{U}_0^+| \tag{2.137}$$

soit plus importante quand x_d augmente et pour une même fluctuation.

En exprimant $|\underline{U}_0^+|$ à partir de $|\underline{U}_0|$ (dont la valeur est indépendante de x_d) :

$$|\underline{U}_0^+| = |\underline{E}_0^+| \frac{|\underline{Z}_\varphi + R_2|}{|\underline{Z}_s + \underline{Z}_\varphi + R_2|} \tag{2.138}$$

$$= |\underline{U}_0| \left|\frac{\underline{Z}_\varphi + R_2}{\underline{Z}_\varphi + R_0}\right| \left|\frac{\underline{Z}_s + \underline{Z}_\varphi + R_0}{\underline{Z}_s + \underline{Z}_\varphi + R_2}\right| \tag{2.139}$$

on vérifie que $|\underline{U}_0^+|$ est une fonction décroissante [17] de x_d, telle que $|\underline{U}_0^+| = |\underline{U}_0|$ quand $x_d = 0$. Comme l'indique la figure 2.19, la chute de tension augmente avec x_d, ce qui signifie que la variation de la réactance synchrone modifie la réaction d'auto-induction des enroulements statoriques.

Par ailleurs, nous pouvons aussi vérifier que l'intensité $|\underline{I}_0^+|$ diminue quand x_d augmente.

Définition de $H_{\mathbf{mag}}$

x_d étant un paramètre important du transitoire électrique, influençant les valeurs du système juste après la fluctuation (à $t = t_0^+$), en particulier : la chute de tension $\Delta|\underline{U}|$, la variation d'intensité $|\underline{I}_0^+|$ ou la fréquence d'équilibre f_∞, on cherche un indicateur permettant de s'assurer que le système conserve un état fiable de fonctionnement pendant le régime transitoire électrique, *i.e.* juste après la fluctuation à $t = t_0^+$.

Compte tenu des valeurs de $\tau_{\text{élec}}$ et $\tau_{\text{méca}}$, nous avons montré que pendant le transitoire électrique, le bilan de puissances du système se résume à l'expression (2.128) :

$$\frac{\mathrm{d}\mathrm{F}(t)}{\mathrm{d}t} = \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} - 3\mathrm{P} \tag{2.128}$$

Comme pour l'énergie cinétique, il est possible d'exprimer l'énergie magnétique à partir d'une

17. R_0 et R_2 étant quasiment indépendants de x_d, on peut montrer :

$$|\underline{U}_0| \left|\frac{\underline{Z}_\varphi + R_2}{\underline{Z}_\varphi + R_0}\right| \quad \text{est indépendant de } x_d\,;$$

$R_0 > R_2$, on peut aussi montrer que :

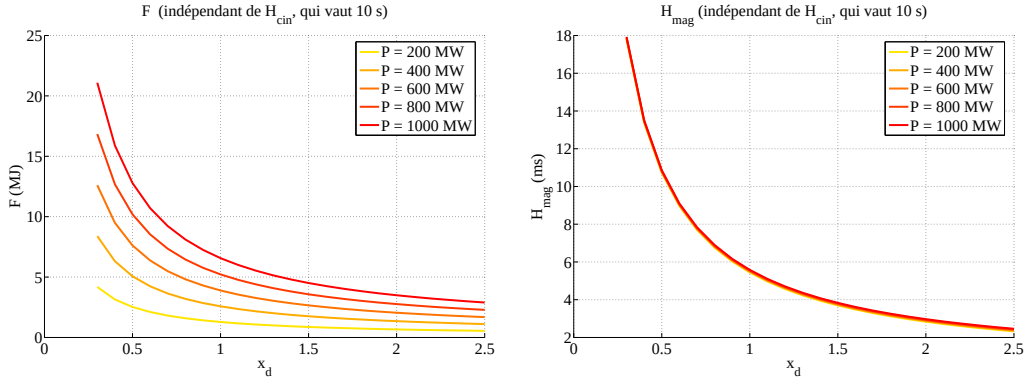
$$\left|\frac{\underline{Z}_s + \underline{Z}_\varphi + R_0}{\underline{Z}_s + \underline{Z}_\varphi + R_2}\right| \quad \text{est une fonction décroissante de } x_d.$$

constante d'inertie équivalente H_{mag} :

$$H_{\text{mag}} = \frac{\text{F}}{S_n} \tag{2.140}$$

H_{mag} s'exprime aussi en secondes et mesure l'énergie magnétique F stockée par MVA de puissance apparente. À l'instar de H_{cin} pour l'énergie cinétique, H_{mag} correspond au temps d'épuisement du stock d'énergie magnétique quand toute la production du système se déconnecte brusquement.

La figure 2.20(a) montre que l'énergie magnétique F stockée dans le circuit à une maille est une fonction décroissante de x_d quand x_d évolue entre 0 et 2,5, *i.e.* la plage de valeurs usuelles de x_d.



(a) Énergie magnétique F.

(b) Constante d'inertie magnétique $H_{\text{mag}} = \frac{\text{F}}{S_n}$

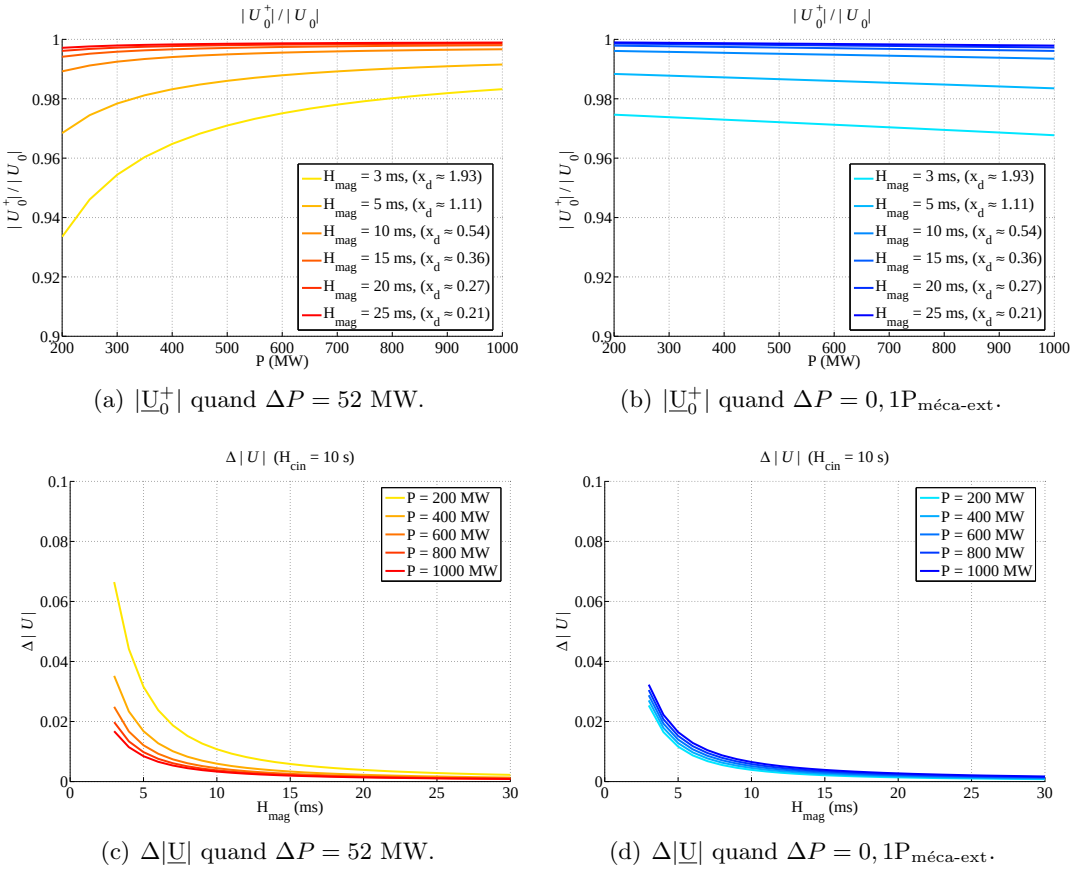
Figure 2.20 – *Énergie magnétique et constante d'inertie magnétique du circuit à une maille en fonction de x_d avant la fluctuation. Les courbes de la figure 2.20(b) sont toutes superposées, indiquant que la valeur de la constante d'inertie dépend uniquement de la valeur de x_d et non pas de la puissance échangée sur le circuit.*

La figure 2.20(b) présente la variation de H_{mag} en fonction de x_d, qui est également une fonction décroissante de x_d. Une telle constante H_{mag} avait déjà été introduite dans [31] pour évaluer le stock d'énergie magnétique d'une machine synchrone. Les résultats de ce travail s'accordent très bien avec ceux de la figure 2.20(b) : on retrouve à la fois l'ordre de grandeur des valeurs de H_{mag} (quelques ms) et l'allure de H_{mag} en fonction x_d. Ceci nous conforte dans l'idée que H_{mag} est un bon indicateur du stock d'énergie magnétique du circuit à une maille.

Grâce à la figure 2.20(b), on est capable d'associer une valeur de H_{mag} à x_d et vice-versa. Nous sommes donc en mesure d'étudier le comportement dynamique du circuit à une maille préférentiellement à partir de H_{mag}, plutôt qu'à partir de x_d. Par conséquent, la mesure de l'énergie magnétique emmagasinée dans le système, H_{mag}, est aussi un indicateur de la fiabilité pour la variation de tension.

Chute de tension en fonction de H_{mag}

On étudie le maintien de la tension $|\underline{\text{U}}|$ après la fluctuation en fonction de H_{mag}. L'ensemble des résultats est présenté sur la figure 2.21.



(a) $|\underline{U}_0^+|$ quand $\Delta P = 52$ MW.

(b) $|\underline{U}_0^+|$ quand $\Delta P = 0,1\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$.

(c) $\Delta|\underline{U}|$ quand $\Delta P = 52$ MW.

(d) $\Delta|\underline{U}|$ quand $\Delta P = 0,1\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$.

Figure 2.21 – *Variations de tension dans le circuit équivalent à une maille en fonction de H_{mag}. À gauche, on présente $|\underline{U}_0^+|$, la tension après la fluctuation et $\Delta|\underline{U}| = \left(|\underline{U}_0| - |\underline{U}_0^+|\right)/|\underline{U}_0|$ en fonction de $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ et H_{mag} pour une fluctuation de 52 MW. À droite, on présente les mêmes courbes pour une fluctuation de puissance d'amplitude 0,1 $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$. Comme pour la figure 2.17, $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ est à la puissance délivrée au circuit à un instant donné.*

La figure 2.21(a) présente la variation de la tension entre t_0 et t_0^+ par rapport à $|\underline{U}_0|$, pour une fluctuation de 52 MW, en fonction de la puissance connectée au système et pour différentes valeurs de H_{mag} (on a également indiqué la valeur correspondante de x_d). On remarque que la chute de tension est très sensible à la valeur de H_{mag}. On observe donc que le maintien de la tension est plus robuste quand H_{mag} est grand, *i.e.* quand l'énergie magnétique emmagasinée sur le système est grande. Après la fluctuation, la chute de tension peut atteindre 8 % pour un système de 200 MW si H_{mag} est petit. Cette figure montre qu'un petit système est structurellement plus fragile qu'un grand vis-à-vis du maintien de la tension, comme nous l'avions également montré vis-à-vis du maintien de la fréquence. La figure 2.21(c) présente une autre vision des résultats.

Les figures 2.21(b) et 2.21(c) présentent la variation de la tension quand la fluctuation se limite à 10 % de la puissance connectée au système. On peut tirer le même type de conclusions qu'avec la chute de fréquence : si l'amplitude de la fluctuation de charge est limitée, en limitant la taille des unités de production d'un système, par exemple à 10 % de la puissance moyenne appelée, les systèmes sont plus robustes. La figure 2.21(c) montre que pour une amplitude de

fluctuation donnée, relative à la puissance connectée au système, la chute de tension dépend principalement de H_{mag}.

Ainsi, H_{mag} doit être grand pour pouvoir maintenir la tension $|\underline{U}_0^+|$ à une valeur proche du plan de tension initial, *i.e.* à $|\underline{U}_0|$. En effet, la chute de tension dans le système est d'autant plus faible que la valeur de H_{mag} est élevée. On dispose désormais d'un second indicateur de fiabilité d'un système électrique caractérisant la transmission.

Cependant, rappelons que la tension est une grandeur qui doit être ajustée localement [14], si bien que l'étude globale proposée ici ne reflète que partiellement le problème de la gestion de la tension. En particulier, une telle approche ne permet pas de tenir compte des difficultés à maintenir le niveau de tension au bout d'une ligne en antenne. Il est donc difficile d'établir un critère pour le maintien de la tension, car on ne maîtrise pas véritablement le plan de tension avec H_{mag}. Ainsi, s'assurer d'une valeur de H_{mag} grande est une condition nécessaire mais pas suffisante pour garantir le niveau de tension après la fluctuation.

Par ailleurs, nous avons montré que la constante H_{mag} était étroitement liée à la valeur de x_d, qui a également un impact sur le maintien de la fréquence. Ainsi, avec une valeur grande de H_{mag}, correspondant à une petite valeur de x_d, l'amplitude de la chute de fréquence est plus élevée et nécessite que H_{cin} soit d'autant plus grand. En effet, maintenir une valeur de H_{mag} élevée conduit à une fréquence f_∞ ou ω_∞ plus éloignées de f_0 ou ω_0, de sorte que cela implique de garantir une valeur de H_{cin} d'autant plus grande. De plus, la tension diminue au cours du temps (quand $t > t_0^+$) avec $\omega(t)$, si bien qu'il est difficile de définir une valeur limite $H_{\text{mag-lim}}$ indépendamment de H_{cin}, au-dessus de laquelle la fiabilité serait assurée.

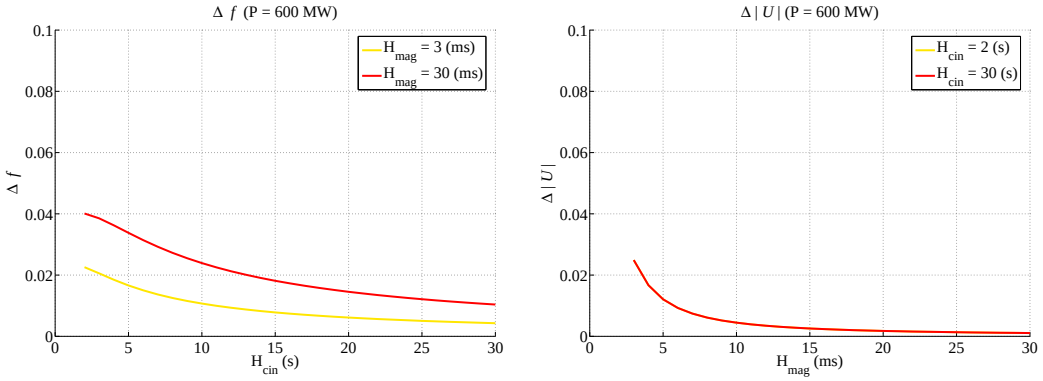
On préfèrera donc évaluer un H^*_{mag} correspondant à un système existant et jugé fiable, comme nous l'avons proposé pour la fréquence, et imposer $H_{\text{mag}} \geq H^*_{\text{mag}}$ pour conserver la fiabilité du système sur l'horizon étudié.

2.3.3 Importance des deux indicateurs

La figure 2.22 illustre la sensibilité des chutes de tension et de fréquence en fonction des deux indicateurs H_{mag} et H_{cin}.

La figure 2.22(a) présente la chute de fréquence en fonction de H_{cin} et H_{mag}. On remarque que, comme nous l'avons évoqué plus haut, l'amplitude de la chute de fréquence est une fonction décroissante de H_{cin}, mais qu'elle dépend aussi de H_{mag}. La chute de fréquence est plus élevée pour des valeurs élevées de H_{mag}, alors la chute de tension est plus faible pour des valeurs élevées de H_{mag}. Ainsi, quand H_{mag} est élevé, le système est moins fiable pour le maintien de la fréquence et plus robuste pour celui de la tension, ce qui indique qu'il est d'autant plus important que H_{cin} soit élevé aussi. Il est donc primordial pour la fiabilité du système que les deux constantes H_{cin} et H_{mag} aient des valeurs élevées.

La figure 2.22(b) représente la chute de tension en fonction des deux indicateurs. On observe que la chute de tension juste après la fluctuation ne dépend que de H_{mag}. Cependant, pendant le transitoire mécanique, les grandeurs électriques dans le circuit diminuent avec $\omega(t)$ de sorte que la chute de tension aux temps longs dépend aussi de H_{cin}, *i.e.* de la capacité du système à maintenir une fréquence élevée après la fluctuation : plus H_{cin} est grand, plus la



(a) Δf. (b) $\Delta|\underline{U}|$.

Figure 2.22 – $\Delta f = \Big(f_{10} - f_0\Big)/f_0$ *(à gauche) et* $\Delta|\underline{U}| = \Big(|\underline{U}_0| - |\underline{U}_0^+|\Big)/|\underline{U}_0|$ *(à droite) en fonction des deux indicateurs de fiabilité quand* $\Delta P = 52$ *MW. La valeur de* $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ *est fixée à 600 MW. Sur la figure (b), les courbes avec les deux valeurs de* H_{cin} *sont confondues, puisque la valeur de la chute de tension* $\Delta|\underline{U}|$ *est indépendante de* H_{cin}*. (Nous n'avons pas tracé les courbes pour* $\Delta P = 0,1\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ *car cela revient à une simulation quasiment identique, i.e. 60 MW.)*

valeur de la tension reste proche de $|\underline{U}_0^+|$ pendant le transitoire mécanique. Ce résultat souligne l'importance que les deux indicateurs aient des valeurs élevées pour garantir la fiabilité de l'exploitation.

Plus précisément, il faut s'assurer que :

$$\tau_{\text{élec}} \lessapprox H_{\text{mag}} \tag{2.141}$$

$$\tau_{\text{méca}} \lessapprox H_{\text{cin}} \tag{2.142}$$

pour que les réserves magnétique et cinétique puissent être restaurées par l'exploitant.

2.3.4 Extrapolation à un système réel

Jusqu'à maintenant, nous avons étudié la sensibilité du comportement dynamique d'un système en fonction des valeurs de H_{cin} et H_{mag}, mais nous ne les avons pas reliées précisément aux valeurs prises par un système électrique réel. Or, au delà du circuit à une maille, nous cherchons à évaluer la fiabilité d'un système réel. Pour cela, nous déterminons les valeurs prises par H_{cin} et H_{mag} pour un système de production réel agrégé en un circuit à une maille.

Agrégation d'un système réel en un circuit à une maille

Les valeurs des indicateurs dépendent de la structure du mix de production. H_{cin} et H_{mag} se calculent à partir des valeurs agrégées en un système équivalent à une maille des stocks d'énergie cinétique et magnétique emmagasinés et de la puissance apparente.

L'ensemble des moyens *connectés* au système est une information essentielle pour en évaluer la fiabilité. Une centrale est connectée à un instant donné du moment qu'elle participe à la production d'électricité, quel que soit le niveau de sa production. En effet, la contribution

aux stocks d'énergie magnétique et cinétique de chaque moyen de production est indépendante de la puissance délivrée par la centrale.

Chaque unité de production p est caractérisée par :
- la capacité installée P_p, *i.e.* sa puissance nominale ;
- son facteur de puissance nominale $\cos\varphi_{n,p}$;
- sa puissance apparente nominale $S_{n,p}$ (cf. équation (2.95)) ;
- sa constante d'inertie H_p (cf. équation (2.94)) ; et donc
- son énergie cinétique $\mathrm{E}_{\mathrm{cin},p}$:

$$\mathrm{E}_{\mathrm{cin},p} = H_p S_{n,p} \tag{2.143}$$

- sa réactance synchrone $x_{d,t}$.

Les valeurs des autres paramètres du circuit à une maille sont susceptibles d'évoluer avec la structure du mix de production, mais on considère en première approximation qu'ils conservent les valeurs fixées dans le tableau 2.5.

Ainsi, connaissant la structure du mix de production à un instant donné, *i.e.* l'ensemble des moyens connectés, on peut calculer :
- la puissance connectée au système :

$$\mathrm{P}_{\mathrm{connectée},t} = \sum_{p\in\mathrm{prod}(t)} \mathrm{P}_{n,p} \tag{2.144}$$

  où $\mathrm{prod}(t)$ désigne l'ensemble des moyens fonctionnant à l'instant t ;
- la puissance apparente du circuit :

$$S_{n,t} = \sum_{p\in\mathrm{prod}(t)} S_{n,p} = \sum_{p\in\mathrm{prod}(t)} \frac{\mathrm{P}_{n,p}}{\cos\varphi_{n,p}} \tag{2.145}$$

- l'énergie cinétique du système :

$$\mathrm{E}_{\mathrm{cin},t} = \sum_{p\in\mathrm{prod}(t)} \mathrm{E}_{\mathrm{cin},p} = \sum_{p\in\mathrm{prod}(t)} H_p S_{n,p} \tag{2.146}$$

- l'énergie magnétique du circuit F_t donnée par l'équation (2.88). L'énergie magnétique dépend des paramètres du circuit à une maille, et en particulier de la réactance synchrone équivalente à un instant donné $x_{d,t}$, comme exhibé à la figure 2.20.

Quand plusieurs alternateurs délivrent de la puissance au système, on fait l'hypothèse qu'ils sont tous connectés au niveau de tension $|\underline{\mathrm{U}}|$. Cette hypothèse conduit à une vision *hyper-centralisée* du réseau, où tous les moyens de production sont connectés au même point $\underline{\mathrm{U}}$, *i.e.* en amont du système de transport et distribution. Cette hypothèse est nécessaire pour agréger plusieurs moyens de production et traiter de la fiabilité du mix de production, mais la représentation du système devient alors insuffisante pour étudier la fiabilité d'un système décentralisé [18].

Pour les alternateurs connectés à l'instant t, la loi des nœuds donne l'expression de l'im-

18. En réalité, l'approche thermodynamique permet aussi d'étudier les systèmes décentralisés, mais il faudrait considérer que les deux actionneurs Θ_1 et Θ_2 fournissent de la puissance mécanique (cf. figure 2.1), tandis qu'en première approximation, nous avons choisi de différencier la production de la consommation.

pédance équivalente du système $\underline{\mathrm{Z}}_{s,t}$:

$$\frac{1}{\underline{\mathrm{Z}}_{s,t}} = \sum_{p \in \mathrm{prod}(t)} \frac{1}{\underline{\mathrm{Z}}_{s,p}} \tag{2.147}$$

où :

- $\underline{\mathrm{Z}}_{s,p}$ est l'impédance synchrone du *process* p.
- $\underline{\mathrm{Z}}_{s,t}$ celle équivalente du circuit à une maille.

D'après l'équation (2.103), $\underline{\mathrm{Z}}_{s,p}$ et $\underline{\mathrm{Z}}_{s,t}$ peuvent se mettre sous la forme :

$$\underline{\mathrm{Z}}_{s,p} = x_{d,p}(\alpha_{s,p} + j)Z_{n,p} = x_{d,p}(\alpha_{s,p} + j)\frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|^2}{S_{n,p}} \tag{2.148}$$

$$\underline{\mathrm{Z}}_{s,t} = x_{d,t}(\alpha_{s,t} + j)Z_{n,t} = x_{d,t}(\alpha_{s,t} + j)\frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|^2}{S_{n,t}} \tag{2.149}$$

Les équations (2.148) à (2.149) permettent de déterminer $x_{d,t}$, à partir des réactances synchrones des différents moyens de production $x_{d,p}$.

Pour ce calcul, on considère que $\alpha_{s,p}$ est négligeable (cf. équation (2.104)), on détermine $x_{d,t}$ à partir des expressions suivantes :

$$\underline{\mathrm{Z}}_{s,p} \approx x_{d,p}\frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|^2}{S_{n,p}} \tag{2.150}$$

$$\underline{\mathrm{Z}}_{s,t} \approx x_{d,t}\frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|^2}{S_{n,t}} \tag{2.151}$$

La tension de sortie étant la même pour tous les alternateurs, on trouve alors :

$$\frac{S_{n,t}}{x_{d,t}} = \sum_{p \in \mathrm{prod}(t)} \frac{S_{n,p}}{x_{d,p}} \tag{2.152}$$

$$x_{d,t} = S_{n,t} / \left(\sum_{p \in \mathrm{prod}(t)} \frac{S_{n,p}}{x_{d,p}} \right) = \left(\sum_{p \in \mathrm{prod}(t)} S_{n,p} \right) / \left(\sum_{p \in \mathrm{prod}(t)} \frac{S_{n,p}}{x_{d,p}} \right) \tag{2.153}$$

Dans le cas particulier de m alternateurs identiques connectés au système à l'instant t, l'expression précédente devient :

$$x_{d,t} = \frac{mS_{n,p}}{m\frac{S_{n,p}}{x_{d,p}}} = x_{d,p} \tag{2.154}$$

Grâce à $x_{d,t}$, nous pouvons trouver l'énergie magnétique emmagasinée dans le circuit.

Connaissant $S_{n,t}$, $\mathrm{E}_{\mathrm{cin},t}$, F_t, les valeurs agrégées à un instant t, on détermine les valeurs des indicateurs de fiabilité à partir des équations (2.131) et (2.140). Ainsi, pour un mix de production réel, le poids relatif des capacités installées modifie les valeurs de H_{cin} et H_{mag}.

Des paramètres différenciés selon les moyens de production

Pour agréger un système réel en un circuit à une maille, il faut connaître les valeurs des paramètres techniques de chaque unité. Pour les machines synchrones, les paramètres techniques dépendent des dimensions de l'alternateur et de la turbine, et varient en fonction de la technologie de production ou de la puissance nominale du groupe. Le document [5] fournit des tables de données pour les paramètres des centrales hydrauliques, des centrales thermiques à combustibles et des centrales nucléaires et pour une large gamme de puissances. Les tables sont reportées à l'annexe D. À partir de ces données, nous pouvons attribuer des valeurs de paramètres plausibles aux moyens de production du système étudié.

Cependant, les moyens de production raccordés au réseau par électronique de puissance sont de plus en plus nombreux : il s'agit d'une partie des éoliennes, des énergies marines, en particulier les hydroliennes ou énergies des vagues. En effet, toute l'électricité produite n'est pas raccordée au réseau par des machines synchrones, mais elle peut être produite à partir de panneaux photovoltaïques, de machines tournantes raccordées au réseau par électronique de puissance (convertisseurs : redresseurs, onduleurs) ou de machines asynchrones.

Ces moyens de production n'ont pas les mêmes paramètres que les machines synchrones et doivent être agrégés différemment dans le circuit à une maille. En particulier, l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques, et généralement par les sources injectant sur le réseau par électronique de puissance, sont susceptibles d'être déconnectées en cas de surcharge et ne participent pas aux stocks d'énergies magnétique et cinétique emmagasinées sur le système. L'augmentation de la part d'électricité produite par ces unités a donc tendance à diminuer la fiabilité du système, ce qui se traduit par une baisse des indicateurs de fiabilité.

Ces moyens de production injectent de la puissance électrique au nœud $\underline{\mathrm{U}}$ en parallèle des autres moyens de production. Ils sont représentés par une source idéale de courant, de sorte que l'ensemble de ces moyens de production peut être agrégé en une source de courant unique. La valeur du courant de la source équivalente dépend de la puissance connectée à un instant donné. La production de ces moyens est caractérisée par :

$$\forall p \in \mathrm{P}_{\text{électronique}} \quad \begin{cases} \mathrm{E}_{\mathrm{cin},p} &= 0 \\ \cos\varphi_p &= 1 \\ S_{n,p} &= \mathrm{P_p} \\ \frac{1}{x_{d,p}} &= 0 \\ \mathrm{F}_p &= 0 \end{cases} \tag{2.155}$$

où $\mathrm{P}_{\text{électronique}}$ désigne l'ensemble de la production raccordée par électronique de puissance.

Les machines asynchrones sont des machines tournantes, participant de ce fait au stock d'énergie cinétique. Par ailleurs, certains modèles de machines asynchrones incluent une réactance directe, que l'on peut assimiler à une réactance synchrone, si bien que ces machines participent également au stock d'inertie magnétique. En première approximation, les machines asynchrones pourront être agrégées dans le circuit à une maille de la même façon que les machines synchrones.

Conclusion

Ce chapitre constitue la *boîte à outils* de notre étude. Nous y avons en effet développé les étapes essentielles à l'évaluation de la fiabilité des systèmes électriques, compatible avec les exercices de modélisation prospective :

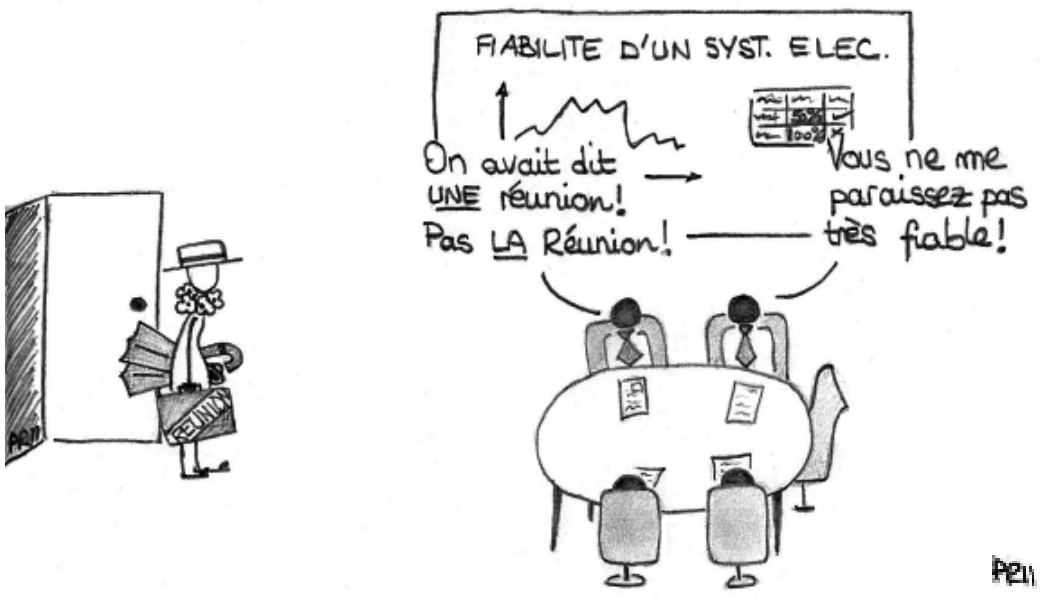
1. Tout d'abord, l'approche thermodynamique, apportant une vision globale des échanges de puissance d'un système électrique, a mis en évidence le rôle des réserves magnétique et cinétique.
2. Ensuite, l'approche thermodynamique nous a conduit au circuit à une maille permettant de représenter un système électrique de façon agrégée. Cette étape donne les expressions analytiques des réserves magnétique et cinétique, ce qui permet de quantifier la fiabilité d'un système électrique à partir de ses propriétés techniques agrégées.
3. Enfin, nous avons élaboré les indicateurs H_{mag} et H_{cin} relatifs aux réserves dynamiques du système, et donc de quantifier de façon originale le niveau de fiabilité d'un système électrique en fonction du mix de production qui lui est associé.

La force des indicateurs de fiabilité H_{mag} et H_{cin} est qu'ils sont élaborés à partir des caractéristiques techniques du système électrique – ses inerties mécanique et magnétique –, tandis qu'ils reflètent son comportement dynamique, par des analyses liées à la fluctuation de charge et à l'étude du régime transitoire, voire de l'asymptotique. Ils permettent alors de rendre compte assez simplement de la fiabilité d'un système électrique du moment que les caractéristiques des moyens de production connectés au moment de la fluctuation sont connues. Les résultats ainsi déclinés sur un mix de production électrique permettent de parler de ses qualités dynamiques, ce qui, à notre connaissance, n'est permis par aucune autre méthode.

Une telle méthode est alors compatible avec la connaissance des systèmes électriques procurés par la modélisation prospective et permet d'analyser l'évolution de la fiabilité sur le long terme. Il est ainsi possible de restreindre les résultats prospectifs aux systèmes électriques *plausibles*, *i.e.* garantissant un niveau de fiabilité suffisant.

CHAPITRE 3

La fiabilité oriente-elle les futurs choix énergétiques ?



Récréation – *Réunion au sommet.*

Introduction

Bien que la fiabilité d'un système électrique repose sur les propriétés dynamiques de ses moyens de production, la méthode proposée au chapitre précédent permet de déterminer le niveau de fiabilité d'un système en s'appuyant uniquement sur les caractéristiques techniques des moyens de production et en s'affranchissant d'études dynamiques. Cette approche permet alors d'allier études prospectives et analyse d'éléments dynamiques d'un système électrique, pour valider la faisabilité technique des mix électriques proposés à long terme. Une telle démarche se révèle indispensable quand un fort déploiement d'énergies alternatives est envisagé pour répondre aux enjeux environnementaux, car il est possible que ce déploiement se fasse au détriment de la fiabilité de fourniture, si aucune mesure n'est prise pour la renforcer.

Pour expérimenter les indicateurs H_{mag} et H_{cin}, nous choisissons le cas de l'île de La Réunion. En effet, le système énergétique de La Réunion, comme celui de nombreuses îles [44,97], repose paradoxalement sur de fortes importations d'énergies fossiles (86,5 % d'importations de charbon et produits pétroliers en 2008), alors qu'elle dispose de nombreuses sources d'énergies renouvelables, probablement susceptibles de lui donner l'autonomie énergétique (canne, énergie solaire, énergie éolienne, énergies marines, géothermie ou autres). S'agissant d'un petit système, la transition énergétique vers un système plus autonome et plus vertueux semble à la fois accessible et rapide à mettre en œuvre. Dans ce contexte, Paul Vergès, ancien président de la Région, a fixé en 1999 l'objectif d'atteinte de l'autonomie énergétique pour la production d'électricité vers 2025. Cet objectif a été réaffirmé en 2007 à l'occasion du Grenelle de l'environnement : l'île vise l'autonomie énergétique à l'horizon 2030 [1] [19,87]. Dès lors, un exercice de modélisation prospective proposera les chemins technologiques optimaux permettant à ce territoire d'acquérir l'autonomie énergétique.

Cependant, l'électricité produite à partir des ressources locales n'est pas nécessairement en mesure de participer aux stocks d'énergies magnétique et cinétique, si bien que l'intégration d'énergies renouvelables sur le système peut se faire au détriment de la fiabilité de la fourniture. Cet aspect est d'autant plus préoccupant que le système électrique de La Réunion est fragile. Il est en effet :

- petit ;
- peu redondant à cause du relief au centre de l'île ; et
- isolé, *i.e.* sans interconnexion pour être secouru en cas d'incidents.

Les contraintes de gestion du réseau sont alors exacerbées, si bien qu'il est crucial de maintenir un niveau élevé des indicateurs de fiabilité.

3.1 Modélisation prospective du secteur électrique de La Réunion

Nous présentons d'abord les éléments de la modélisation prospective du secteur électrique de La Réunion avec TIMES. À la section suivante, nous montrerons que l'évolution de la fiabilité est sensible aux choix technologiques, et que son évaluation permet de déterminer si

1. Article 56 de la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1).



Figure 3.1 – *Topologie du système électrique de La Réunion [44].*

les résultats prospectifs sont plausibles ou non. Enfin, la dernière section étudie plus particulièrement l'impact des énergies intermittentes sur la fiabilité du système électrique.

3.1.1 Système électrique actuel

En 2008, la production d'électricité s'est élevée à 2 546 GWh, réparties entre 64 % à partir d'énergies fossiles – charbon et pétrole – et 36 % à partir d'énergies renouvelables – essentiellement hydroélectricité et valorisation énergétique de la bagasse – (cf. tableau 3.1). La bagasse est le résidu ligneux de la canne à sucre utilisé par les centrales thermiques. La puissance moyenne était de 299 MW, la puissance de pointe a atteint 423 MW, pour une puissance installée de 626 MW [7]. Les pertes sur le réseau électrique ont représenté 9 % de l'électricité produite [34]. En outre, le secteur électrique a émis 1,88 Mt de CO_2, provenant principalement de la combustion du charbon, soit environ la moitié des émissions de l'île [81].

Sources	**Production (%)**
Charbon	50,55
Fioul (lourd et domestique)	13,30
Bagasse	10,31
Hydroélectricité	24,86
Éolien	0,53
Photovoltaïque	0,42
Gaz de décharges	0,03
soit	*2 546 GWh*

Table 3.1 – *Mix de production d'électricité en 2008 [34].*

Deux saisons influencent la production et la consommation d'électricité à La Réunion. La période sucrière, pendant l'hiver austral, entre juillet et décembre, est caractérisée par la valorisation de la bagasse dans la production d'électricité. L'été austral est une saison plus chaude, pour laquelle la consommation augmente avec l'utilisation des climatisations.

Moyens de production

Dix moteurs diesel Pielstick, fonctionnant en base ou semi-base, sont exploités par EDF sur le site du Port pour une puissance totale installée de 125 MW. Ces moteurs fonctionnent au fioul lourd, à l'exception des plus anciens qui fonctionnent au fioul domestique (15 MW). EDF a prévu de les remplacer en 2012 par neuf nouveaux moteurs d'une puissance totale de 165 MW ($9 \times 18,3$ MW) fonctionnant au fioul lourd [33, 34].

Deux centrales thermiques charbon-bagasse des usines sucrières du Gol et du Bois-Rouge, du groupe Séchilienne Sidec, fonctionnent en base et assurent près de 60 % de la production d'électricité.

- La centrale du Bois-Rouge compte trois tranches d'une puissance totale de 100 MW. Les deux premières tranches de 27 et 28 MW, mises en service en 1992, fonctionnent à la bagasse pendant la période sucrière et au charbon le reste de l'année. La troisième tranche, d'une puissance de 45 MW, a été mise en service en 2004 et fonctionne normalement au charbon toute l'année, mais peut aussi fonctionner à la bagasse.
- La centrale du Gol compte également trois tranches d'une puissance totale de 111,5 MW. Les deux premières tranches de 29 et 30 MW, datant de 1996, fonctionnent également à la bagasse et au charbon. La troisième tranche de 52,5 MW, mise en service fin 2006, fonctionne uniquement au charbon.

Ces centrales ont un rendement d'environ 28 %, qui chute à 22 % pendant la période sucrière où approximativement 6 % sont dédiés aux usines sucrières [2, 34].

Des moyens de pointe sont exploités par EDF et répartis sur deux sites : trois turbines à combustion (TAC) sont situées sur le site du Port, à proximité des anciens moteurs diesel, et deux TAC ont récemment été installées sur le site de la Possession (en 2002 et 2004). Les TAC de la Possession bénéficient d'un système de dénitrification qui leur permet de fonctionner sans limite tandis que les TAC du Port ne peuvent pas fonctionner plus de 500 h/an avec l'application des normes environnementales en 2010. Les TAC de la Possession fonctionnent actuellement en semi-base pour pouvoir satisfaire la consommation d'électricité. Les limites réglementaires de fonctionnement sont de 12 h/jour et 4 000 h/an, mais peuvent être dépassées sur réquisition du préfet en cas d'incidents sur le système [34].

La puissance installée des installations hydrauliques s'élève à 147 MW pour une production moyenne de 560 GWh, et représentait près de 25 % de la production en 2008.

- Rivière de l'Est et Takamaka sont des installations avec retenues d'eau de puissances 91 et 43,3 MW respectivement. En réalité, la puissance maximale de Rivière de l'Est est limitée à 80 MW à cause de la conduite forcée en aval de la retenue.
- Les 12,35 MW restant sont des centrales au fil de l'eau [34].

Le parc éolien compte 60 éoliennes de 275 kW sur les sites de Sainte-Rose et de La Perrière, totalisant une puissance de 16,5 MW.

La filière photovoltaïque est en plein essor [33], grâce à un système de subventions avantageux :

- 10 MW de panneaux solaires raccordés au réseau en 2008 ;
- 90 MW début 2011.

Enfin, deux unités de valorisation du biogaz issu des déchets de 2 MW chacune ont vu le jour en 2008 et 2010.

La figure 3.2 présente l'évolution du système existant.

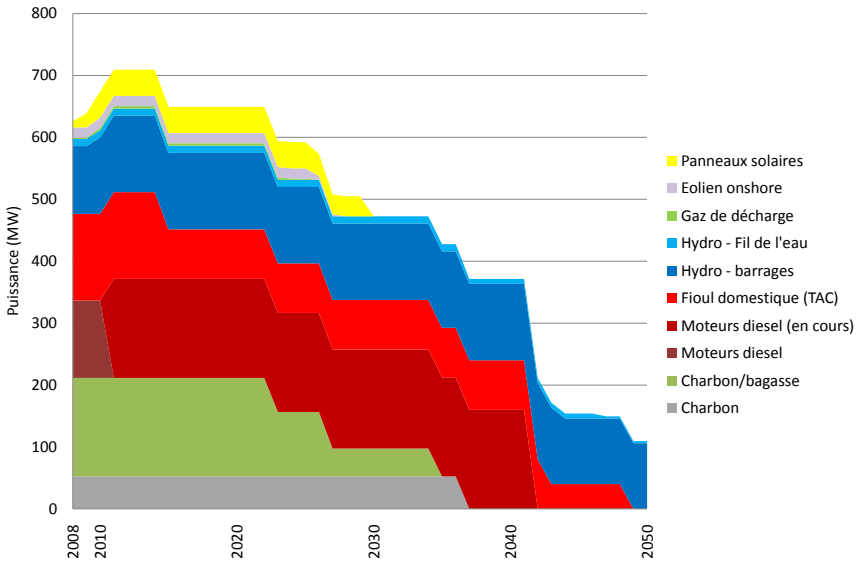


Figure 3.2 – *Évolution du parc de production de La Réunion.*

Fragilité du réseau

Le système électrique de La Réunion n'offre pas une bonne fiabilité de fourniture, pour preuve le nombre d'heures d'interruption de service à La Réunion valant environ 4 h/an/client, contre 1h15 en métropole.

Le réseau électrique de La Réunion est composé :
- d'un réseau Haute Tension (HTB) à 63 kV, de 400 km de lignes et de 21 postes HTB/HTA ;
- d'un réseau Moyenne Tension (HTA) à 15 kV, de 2 675 km de lignes et de 3 421 postes HTA/BT ;
- d'un réseau Basse Tension (BT) à 220 V, avec 5 029 km de lignes.

EDF souligne que l'arrivée massive d'énergies intermittentes sur le réseau moyenne tension nécessitera des renforcements du réseau 63 kV. En effet, il n'existe pas de réel foisonnement entre les sites de production intermittente, ce qui augmente le risque d'incidents sur le réseau. Pour limiter ce risque, le ministre en charge de l'énergie, sous l'influence des gestionnaires de réseau, a limité à 30 % la puissance fournie au réseau par les énergies intermittentes à chaque instant pour les départements d'outre-mer [2] et des solutions de stockage sont envisagées :

2. Article 22 de l'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 ou moyenne tension d'une installation de production d'électricité :

> « *Toute installation [...] mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telle que les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de*

– une batterie Sodium-Souffre (NaS) a été mise en service fin 2009 qui permet de délivrer instantanément une puissance d'1 MW pour une capacité de 7,5 MWh ;
– un appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a été lancé en 2009 pour deux unités de 5 MW de fermes solaires couplées à un mécanisme de stockage, ce qui permet de produire de l'*électricité solaire garantie*, *i.e.* avec une garantie de tenue du niveau de puissance. Les projets couplant énergie solaire et stockage dérogent alors à la règle des 30 % et permettent de dépasser ce seuil.

3.1.2 Déterminants de la production d'électricité future

Évolution de la demande

EDF propose quatre scénarios – *bas, médian, haut, Maîtrise de la Demande d'Électricité (MDE) renforcée* – d'évolution de la demande électrique jusqu'en 2025 : croissance de l'énergie consommée et de la demande de pointe. Les trois premiers sont élaborés à partir de variantes du ralentissement démographique et du rattrapage des taux d'équipement métropolitain. On utilise comme scénario tendanciel les valeurs du scénario médian (cf. tableau 3.2). Le scénario *MDE renforcée* est construit à partir des hypothèses du scénario médian, mais se base sur la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'électricité de grande ampleur. Une liste exhaustive des gisements d'efficacité énergétique est donnée dans le rapport PETREL de l'Agence Régionale de l'Énergie Réunion (ARER) [2, 34].

Scénarios	**2008**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Médian						
Électricité livrée (GWh)	2 546	2 710	3 110	3 500	3 805	4 100
Électricité consommée (GWh)	2 318	2 467	2 831	3 187	3 464	3 732
TCAM (%)		3,2	2,8	2,4	1,7	1,5
Puissance de pointe (MW)	408	445	520	595	670	750
TCAM - puissance (%)		4,4	3,2	2,7	2,4	2,3
MDE renforcée						
Électricité livrée (GWh)	2 546	2 705	3 020	3 130	3 200	3 248
Électricité consommée (GWh)	2 318	2 463	2 750	2 850	2 913	2 957
TCAM (%)		3,1	2,2	0,7	0,4	0,3
Puissance de pointe (MW)	408	435	480	521	560	596
TCAM - puissance (%)		3,3	2,0	1,7	1,5	1,3
Véhicules électriques						
Électricité livrée (GWh)				0		1 400

Table 3.2 – *Croissance de la consommation d'électricité. Les valeurs jusqu'en 2025 sont celles de [34] ; la tendance est prolongée jusqu'en 2030 en utilisant le même taux de croissance annuel moyen (TCAM) qu'entre 2024 et 2025. On utilise le niveau de pertes de 2008, i.e. 9 %.*

Par ailleurs, s'inscrivant dans une démarche vers l'autonomie énergétique de l'île, une

distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau. »

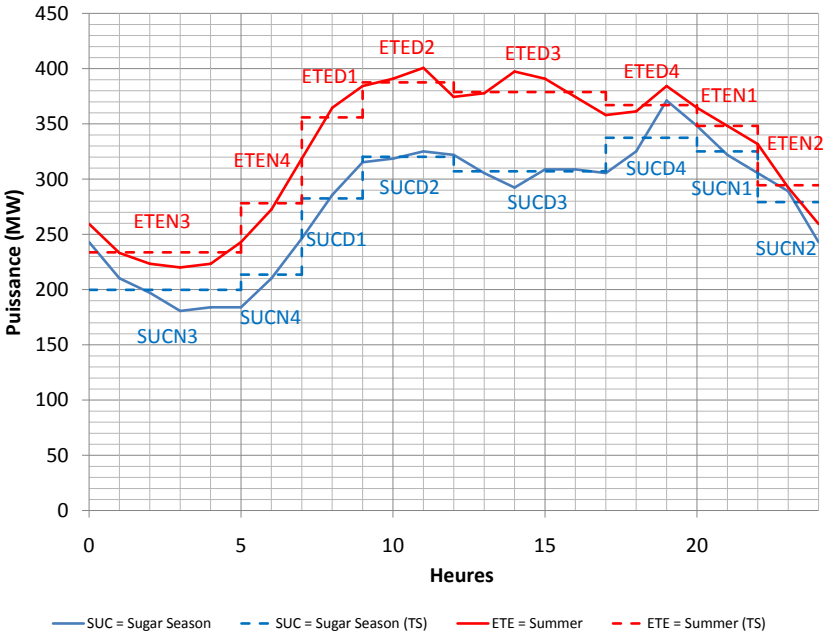


Figure 3.3 – *Courbe de charges en 2008 pour une journée d'hiver austral (mois de juillet, en bas) et une journée de décembre d'été austral (mois de décembre, en haut).* Hiver-TS *et* Été-TS *sont les découpages des* timeslices *correspondant aux deux saisons. La mention TS spécifie les courbes de charge moyennées sur les* timeslices.

partie de la demande en transports pourra être reportée vers le secteur électrique. Un scénario volontariste de l'ARER estime que le transfert du parc routier vers les véhicules électriques nécessite une augmentation de la production de 1 400 GWh en 2030. Il est prévu que le développement des véhicules électriques reste marginal jusqu'en 2020 et ne modifie pas la demande électrique à cet horizon [2].

La courbe de charge est caractérisée par une pointe du matin sensible à la température et une pointe du soir liée aux usages domestiques (éclairage, marmites à riz). En été, la différence entre la pointe du matin et la pointe du soir est moins sensible à cause de la climatisation (cf. figure 3.3).

On considère que chaque saison dure la moitié de l'année et on fait l'hypothèse que les courbes de charges sont représentatives de la consommation par saison. On extrait des courbes de charge un découpage temporel infrajournalier, auquel on associe la puissance moyenne appelée par tranche horaire et par saison, *i.e.* une *timeslice* dans le formalisme de TIMES, (cf. tableau 3.3). Les valeurs permettent de reproduire la puissance appelée par paliers pendant une journée, représentée en pointillés avec les courbes de charges.

Énergies fossiles

Les hypothèses de prix des ressources fossiles sont établies à partir des projections du *World Energy Outlook* 2009 et sont reportées dans le tableau 3.4.

Saison	Nom	Heures	Durée de la *timeslice*	Fraction de la consommation
SUC	SUCD1	7 – 9	0,042	0,039
	SUCD2	9 – 12	0,063	0,066
	SUCD3	12 – 17	0,104	0,105
	SUCD4	17 – 20	0,063	0,069
	SUCN1	20 – 22	0,042	0,045
	SUCN2	22 – 24	0,042	0,038
	SUCN3	0 – 5	0,104	0,068
	SUCN4	5 – 7	0,042	0,029
ETE	ETED1	7 – 9	0,042	0,049
	ETED2	9 – 12	0,063	0,080
	ETED3	12 – 17	0,104	0,130
	ETED4	17 – 20	0,063	0,075
	ETEN1	20 – 22	0,042	0,048
	ETEN2	22 – 24	0,042	0,040
	ETEN3	0 – 5	0,104	0,080
	ETEN4	5 – 7	0,042	0,038

Table 3.3 – *Découpage temporel utilisé dans le modèle TIMES.*

Prix 2008	unités	2000	2008	2015	2020	2025	2030
Charbon	^{2008}USD/tonne	41,22	120,59	91,05	104,16	107,12	109,4
Pétrole brut	^{2008}USD/baril	34,3	97,19	86,67	100,00	107,50	115,00
Fuel lourd	^{2008}€/tonne	-	195,50	174,34	201,15	216,24	231,33
Fuel domestique	^{2008}€/hectolitre	-	46,54	41,50	47,89	51,48	55,07

Table 3.4 – *Prix des énergies fossiles du scénario de référence de [53]. Les prix du fuel lourd et du fuel domestique 2008 sont ceux du Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN) ; les projections de prix sont calquées sur celles du pétrole brut.*

Potentiels d'énergies renouvelables

Nous passons en revue ici les sources d'énergies renouvelables (ENR) prometteuses à l'île de La Réunion. La synthèse proposée s'appuie sur les nombreuses évaluations proposées dans le rapport PETREL [2], complétées par les avis des experts que nous avons rencontrés lors d'un séjour à La Réunion en novembre 2009.

Filière canne La production de canne à sucre mobilise 25 000 ha de plantations à La Réunion. Chaque année, l'industrie sucrière génère environ 500 000 tonnes de bagasse produisant autour de 260 GWh d'électricité. De nouvelles variétés de canne à sucre sont proposées par les équipes de l'eRcane (Centre d'essai et de recherche sur la canne) où :

- les rendements de canne à sucre à l'hectare sont plus importants. Ils pourraient augmenter de 20 % en 2020 par rapport à la production actuelle, voire de 30 % en 2030 ;
- le taux de fibre dans la canne à sucre est plus fort, ce qui permet d'augmenter le rendement de production d'électricité.

Ces changements permettraient d'atteindre un niveau de production de 420 GWh en 2020 et 460 GWh en 2030 (cf. tableau 3.5).

Année	Électricité		Ressources		Rendement	
	GWh	TJ	TJ	ha	TJ/ha	MWh/ha
2008	260	936	4 255	25 000	0,17	10,4
2020	420	1 512	6 873	25 000	0,27	16,8
2030	460	1 656	7 527	25 000	0,30	18,4

Table 3.5 – *Potentiels de bagasse disponible avec les nouvelles variétés de cannes pour 2020 et 2030. Les niveaux de ressources en énergie sont calculés à partir des rendements actuels des centrales fonctionnant à la bagasse, i.e. 22 %. Le rendement en TJ/ha évalue le potentiel de ressources disponibles, tandis que le rendement en MWh/ha calcule le potentiel d'électricité produite par hectare.*

Année	Surfaces ha	Rendement TJ/ha	Ressources TJ
2020	1 500	1,176	1 764
2030	7 500	1,176	8 820
100 % canne-énergie	25 000	1,176	29 400

Table 3.6 – *Surfaces et ressources énergétiques disponibles pour la* canne-fibre *[2]. L'option 100 % canne-énergie correspondrait à l'abandon de l'industrie sucrière.*

Une filière *canne-fibre* peut également se développer à La Réunion. Cette variété, n'étant pas utilisée par l'industrie sucrière, peut être récoltée plusieurs fois par an. Les rendements pour la production d'électricité sont beaucoup plus importants que ceux de la canne à sucre et pourraient atteindre 1,176 TJ/ha d'après [2].

La canne-fibre doit être broyée avant de servir de combustibles aux centrales à vapeur fonctionnant au charbon ou à la bagasse, tandis que cette étape fait déjà partie du procédé d'extraction du sucre de la canne à sucre. On peut alors envisager que la canne-fibre soit valorisée plutôt par des centrales à gazéification bien que ces centrales soient plus coûteuses que les centrales à vapeur. De plus, les rendements des centrales à gazéification sont bien plus élevés que ceux des centrales à vapeur ce qui permettrait d'accroître la production d'électricité à partir de la canne.

Les surfaces disponibles pour exploiter cette filière ont été évaluées par l'ARER et sont présentées dans le tableau 3.6. De façon hypothétique, on pourrait imaginer que la filière canne-fibre se développe massivement dans les années à venir au détriment de l'exploitation de la canne à sucre et de l'industrie sucrière. Une option 100 % canne-énergie, où des hectares de canne-fibre remplacent ceux de canne à sucre, n'est pas à l'ordre du jour. Cependant, il est intéressant de la considérer dans notre étude pour analyser pleinement les marges de manœuvre qui s'offrent à La Réunion dans son objectif d'autonomie énergétique.

La bagasse est une ressource énergétique dont le coût d'exploitation est quasiment nul, car la bagasse est un co-produit de l'industrie sucrière. Il n'en est pas de même pour la canne-fibre qui n'est valorisée que dans la production d'énergie. Il est donc nécessaire de donner un coût à cette ressource. Faute de données, nous faisons l'hypothèse en première approche que le coût de la canne-fibre vaut 20 €/t soit la moitié du prix de la canne à sucre [3].

3. http ://www.insee.fr/fr/themes/document.asp ?ref_id=12105

Biomasse (hors canne) Les Hauts de La Réunion disposent de ressources importantes en bois dont le gisement exploitable s'élèverait à 60 000 t/an, auxquelles on peut ajouter 7 500 t/an de bois de rebut et une partie des déchets verts des collectivités [2]. La production d'électricité de ces gisements serait de l'ordre de 230 à 250 GWh, ce qui équivaut à un potentiel de 2 571 TJ pour des centrales ayant un rendement de 35 %. Cette filière n'étant pas en place actuellement, on fait l'hypothèse que ce gisement sera disponible vers 2020.

Hydroélectricité En 2008, la note d'évaluation du potentiel hydroélectrique [4] de La Réunion précisait que le potentiel hydroélectrique restant de l'île est de 147 MW pour un productible de 542 GWh, répartis en [18] :

- potentiel mobilisable *normalement*, environ 11 MW de productible moyen 66 GWh ;
- potentiel mobilisable *sous conditions strictes*, soit 51 MW représentant 183 GWh, auquel s'ajoutent 45 MW de stations de transfert d'énergie par pompage [5] (STEP) ;
- potentiel *très difficilement* mobilisable, représentant 59 MW pour 293 GWh, plus 14 MW de projets de STEP ;
- aucun projet n'est inscrit dans la catégorie potentiel *non mobilisable*.

Parmi ces différents potentiels, 5 MW correspondent à des centrales au fil de l'eau [2].

Énergie éolienne D'après les experts d'Aérowatt [6], le potentiel théorique de développement de l'éolien *onshore* se situe à 50 MW maximum et ce, en intégrant le remplacement des éoliennes de 275 kW actuelles par des éoliennes rétractables de 1 MW. Cette limite pourrait même être difficile à atteindre compte tenu de l'urbanisation rapide des sites isolés propices à l'éolien.

Concernant le potentiel *offshore*, les fonds marins descendent très vite autour de La Réunion (plus de 100 mètres de profondeur à 500 mètres du rivage), interdisant l'ancrage des mâts au fond. Il faudrait alors imaginer des éoliennes flottantes avec tous les problèmes que cela pose (houle cyclonique entre autres). Dans ces conditions, à moins d'une avancée technologique radicale dans les prochaines années, le potentiel *offshore* est certainement nul.

Énergie solaire Le développement de l'énergie photovoltaïque est en plein essor depuis 2008 grâce à un potentiel élevé et un système de subventions et tarifs de rachat très favorable. L'installation de champs de panneaux photovoltaïques, encouragée par l'objectif d'autonomie énergétique et des montages financiers attractifs, est entrée en concurrence avec les usages fonciers ou agricoles des surfaces exploitables. Les acteurs publics et économiques ont signé un protocole foncier agricole, régulant le grignotage des surfaces agricoles par les champs des panneaux solaires, et fixant un objectif de 750 MW de panneaux solaires installés d'ici 2030, qui devront être répartis de la façon suivante [25] :

4. Ce rapport est un document d'accompagnement du schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) 2010-2015.

5. En 2008, la totalité des projets de STEP était inscrite dans le potentiel très difficilement mobilisable (62 MW initialement), mais les responsables d'EDF nous ont précisé que 45 MW de STEP ont finalement été inscrits dans le SDAGE 2010-2015.

6. Aérowatt est un producteur indépendant d'énergie éolienne et solaire, en charge de l'exploitation des deux fermes éoliennes de La Réunion et de champs de panneaux solaires.

- un tiers a minima sur les bâtiments existants, tels que l'habitat, les entrepôts, les bâtiments industriels et publics. De nombreux projets existent déjà sur les toitures et parkings de grandes surfaces et sur les toitures des zones d'activités existantes ;
- un tiers a minima sur des surfaces non urbanisables et non exploitables par l'agriculture, par exemple des délaissés de route (abord des routes, couverture de routes) ou d'anciens sites de décharge ;
- un tiers au maximum pourra être réalisé sur l'espace agricole, y compris les bâtiments agricoles.

Ce protocole limite aussi le développement de la filière à 100 MW en 2012.

Le retour d'expérience indique que les panneaux solaires de La Réunion ont un rendement moyen de 1200 heures équivalent pleine puissance pour les champs photovoltaïques, et de 800 heures pour les installations chez les particuliers.

Par ailleurs, on peut mentionner la possibilité de développement d'une technologie solaire à concentration, car le niveau d'irradiation de certains sites de La Réunion le permettrait [2].

Enfin, plus du tiers du parc de logements réunionnais est équipé en chauffe-eau solaire [7], ce qui représente un effacement de la pointe de l'ordre de 10 MW et environ 30 GWh économisés [81,87]. La demande électrique évitée grâce à cette technologie est directement prise en compte dans les prévisions de demande (cf. tableau 3.2).

Dans notre modèle, la production des panneaux solaires est limitée aux *timeslices* de la tranche horaire 7h-17h où le profil de production est non nul [7].

Géothermie Le Piton de la Fournaise est un des volcans les plus actifs du monde, se rappelant régulièrement au souvenir des réunionnais. Il est donc naturel d'envisager d'utiliser cette source de chaleur pour produire de l'électricité, à l'instar de l'usine géothermique de Bouillante en Guadeloupe. À la fin des années 1970, le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) s'est intéressé au potentiel de La Réunion, puis ce projet a été repris dans les années 2000 par la Région avec le lancement d'un vaste projet d'étude de la ressource géothermique. Deux sites sont susceptibles de présenter un potentiel géothermique [1] :

- Le site de la Plaine des sables, à l'Ouest du Piton de la Fournaise, possède une probabilité importante d'existence d'un réservoir géothermal à haute température. La puissance exploitable estimée à ce jour est comprise entre 0 et 100 MW [2]. Une étude exploratoire doit être menée pour valider ou non la présence de cette ressource. Cependant, la nouvelle campagne de mesure et ce projet géothermique ont été abandonnés après l'élection du nouveau Conseil Régional en mars 2010, le projet se trouvant à l'intérieur du Parc National des Hauts de La Réunion classé au patrimoine mondial de l'UNESCO et n'étant pas compatible avec les exigences de protection environnementale. Il semble néanmoins que l'exploitation pourrait être située en dehors du site préservé.
- Le site de Salazie présente également un petit potentiel géothermique d'après des études réalisées dans les années 1980. Cependant, ce réservoir présente des caractéristiques géologiques particulières et ne peut pas être exploité avec les technologies usuelles. La récente technique d'exploitation dite des Roches chaudes sèches (Hot Dry Rock),

7. Fin 2008, 95 000 chauffe-eaux solaires individuels ont été installées sur l'île pour un parc d'environ 250 000 logements.

actuellement expérimentée en Alsace, permettrait l'exploitation de ce réservoir sec et l'installation d'une unité de 20 MW.

Énergies marines L'île de La Réunion possède enfin un potentiel énergétique intéressant avec le développement des énergies marines. Deux modes opératoires sont privilégiés et quatre technologies principales sont à l'étude ou au stade d'expérimentation.

Les projets liés à l'énergie de la houle [3, 45] :

- Le projet houlomoteur Pelamis, mis en œuvre par la société Corex, où l'énergie des vagues au large est récupérée par un grand serpent articulé constitué de segments cylindriques. Le mouvement alternatif des éléments mobiles les uns par rapport aux autres est transféré à un fluide venant actionner un moteur. Les objectifs de production sont la réalisation d'un prototype de 3 MW en 2014, suivi d'un projet de 30 MW.
- La technologie CETO, développée par la société australienne Carnegie [8] et portée à La Réunion par EDF Énergies Nouvelles, exploite l'énergie des vagues plus près des côtes (à des profondeurs de 20 à 30 mètres). Un ensemble de flotteurs transmettent le mouvement de la houle à une pompe mettant un fluide sous pression. Le fluide est transporté sur la côte et entraîne une turbine Pelton. Un prototype de 2 MW devrait être mis en place d'ici 2014, avec l'ambition d'exploiter 20 MW d'ici 2030.

Les projets liés à l'énergie thermique des mers (ETM) [3, 45] :

- La DCNS, premier constructeur naval européen, met actuellement en place un démonstrateur de production d'électricité à partir de l'ETM d'une puissance de 1,5 MW. Cette technologie utilise un différentiel constant de température entre l'eau de surface ($\approx$ 25°C) et celle des grandes profondeurs (3 à 5°C) pour faire fonctionner une machine thermique et produire de l'électricité sur une plateforme au large du rivage [9]. Le potentiel autour de l'île permettrait à la filière ETM d'atteindre 100 MW en 2030.
- En dehors de la production d'électricité, le projet *Sea Water Air Conditioning* (SWAC) étudie la faisabilité de la climatisation marine de locaux (hôpital, aéroport, université, immeubles).

Nouveaux moyens de production

Les technologies utilisées dans le modèle de La Réunion sont recensées dans le tableau 3.7. Les caractéristiques technico-économiques sont issues du projet européen RES 2020 [10].

La structure du modèle est adaptée aux données présentées précédemment. Le système énergétique de référence (cf. figure 3.4) résume l'architecture globale utilisée. Dans chaque filière, plusieurs technologies sont en compétition pour satisfaire la demande.

8. http ://www.carnegiewave.com/index.php ?url=/ceto/what-is-ceto

9. Les centrales ETM peuvent aussi s'implanter en *onshore*, mais la taille de ces centrales est limitée à cause de la taille des canalisations d'eau froide mises en jeu et de la pression foncière sur les territoires en bord de mer. Le développement de centrales *offshore* de plus grande capacité semble envisageable et est en cours d'expérimentation.

10. Le projet européen RES 2020 avait pour but d'évaluer les directives et recommandations de l'Union européenne pour l'intégration des énergies renouvelables en 2020. La modélisation des systèmes énergétiques européens est faite avec TIMES.

Ressources	Technologies	Capacité d'une unité (MW)
Fioul lourd	Turbines vapeur Moteurs diesel (au Port) Turbines diesel	10 à 80 $3 \times 18,3$ 10 à 80
Fioul domestique	TAC	10 à 80
Charbon	Turbines vapeur IGCC (gazéification)	20 à 80 20 à 80
Charbon / Bagasse / Canne fibre	Turbines vapeur	20 à 80
Bagasse / Canne fibre	Turbines vapeur	20 à 80
Biomasse	Turbines vapeur IGCC	20 à 80 20 à 80
Hydroélectricité	Fil de l'eau Barrages	≤ 5 5 à 30
Éolien	*Onshore*	–
Solaire	Toitures PV Champs PV Thermodynamique à concentration	– – 5 à 80
Géothermie	Turbines vapeur Roches chaudes sèches	5 à 40 5 à 20
Énergies marines	Houlomotrice Énergie thermique des mers	3 à 60 1 à 55

Table 3.7 – *Technologies utilisées dans le modèle TIMES.*

Pour évaluer la fiabilité du système de La Réunion, il faut connaître le plus finement possible le fonctionnement du système de production, ce qui nécessite d'affiner le découpage temporel et de désagréger les décisions d'investissements au niveau des unités de production.

Découpage temporel Le découpage temporel infrajournalier est détaillé en augmentant le nombre de *timeslices*. Augmenter le nombre de *timeslices* permet de suivre la courbe de charges de plus près (cf. figure 3.3), puisque l'équilibre entre production et consommation est satisfait pour chaque *timeslice* (cf. équation (1.7)). Le nombre de contraintes du modèle augmentant avec le nombre de *timeslices*, un découpage temporel plus fin entraîne des temps de résolution plus longs. Ceci n'est pas un problème pour l'exemple de La Réunion où le modèle est petit.

Par ailleurs, l'horizon d'étude d'un modèle TIMES est généralement découpé en périodes pluriannuelles d'une durée de cinq ans. Un tel découpage facilite la résolution des modèles, en moyennant la demande sur une période et en calculant pour chaque période seulement les valeurs des variables de décisions. Mais il ne permet pas de suivre la croissance annuelle de la demande. Il est alors intéressant de se ramener à des périodes plus courtes afin d'avoir une vision plus précise de l'évolution du système.

Investissements par unité de production On désagrège l'offre technologique, pour connaître la production d'électricité par unité de production, plutôt que par type de technologie disponible. En effet, nous cherchons à avoir le plus d'informations possibles sur la structure du parc de production car, pour les mêmes niveaux d'investissements et de production d'une technologie, le nombre et la taille des moyens de production influencent le niveau de fiabilité du système. Ainsi, pour chaque nouvelle option technologique, nous créons un ensemble de

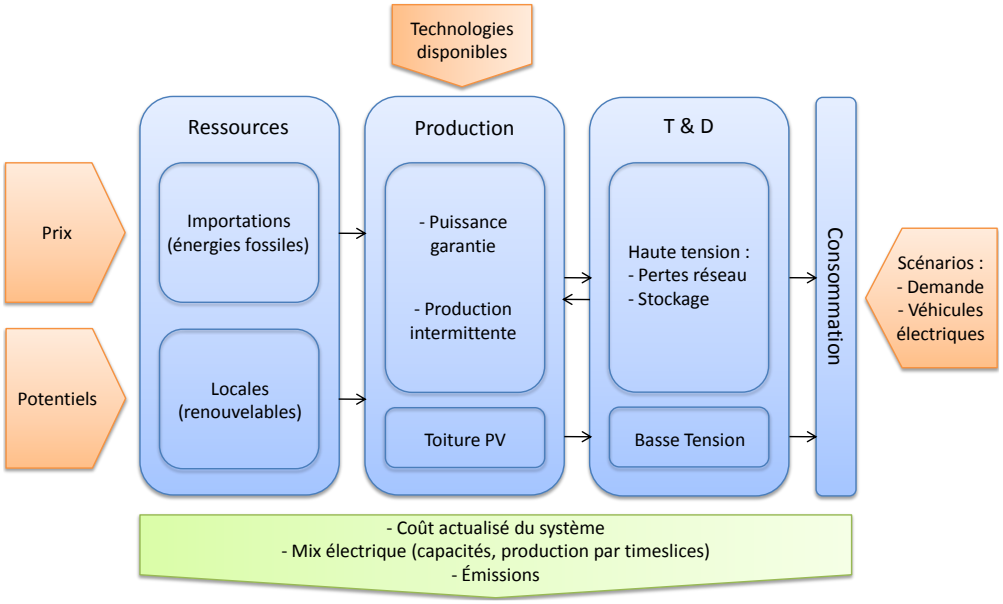


Figure 3.4 – *Représentation synthétique du système énergétique de référence pour la production d'électricité à La Réunion.*

technologies identiques où seule l'année d'investissements autorisée diffère, ce qui permet de créer un lien unique entre la décision d'investissement dans une unité et sa production par période et par *timeslice*.

Le tableau 3.8 exhibe la différence d'information procurée par la désagrégation pour la production hydraulique. En désagrégeant l'offre technologique, il faut proposer suffisamment d'unités de production par technologie et par année pour que le développement d'une filière de production ne soit pas limitée par cette méthode, car nous avons aussi attribué une capacité maximale à chaque nouvelle centrale (cf. tableau 3.7) de façon à limiter la taille du plus gros groupe.

Méthode	**Technologie**	**capt (MW)**		**act (GWh)**	
		2015	**2020**	**2015**	**2020**
Agrégée	DAM	30	40	105	140
Désagrégée	DAM-2015-1	20	20	70	70
	DAM-2015-2	10	10	35	35
	DAM-2020-1	–	10	–	35

Table 3.8 – *Désagrégation de la technologie DAM (retenue d'eau). Dans cet exemple, on distingue uniquement le niveau de production des deux périodes 2015 et 2020, mais la modélisation permet aussi de connaître le niveau de production par période et par* timeslice *(découpage infrajournalier). En désagrégeant l'offre technologique, on connaît précisément le nombre et la capacité des unités installées à chaque période, et la production d'électricité de chaque unité à chaque période et à chaque* timeslice.

Nous imposons également une capacité minimale d'investissements dans certaines technologies, *e.g.* 20 MW pour les centrales thermiques. On prédéfinit alors différents niveaux d'investissements grâce à l'option *lumpy investments* qui permet de discrétiser les décisions d'investissements [67]. Cette option fait appel à la programmation en nombres entiers et augmente le temps de résolution, ce qui ne pose pas de problèmes pour un modèle de la taille de

celui de La Réunion.

3.1.3 Élaboration de scénarios contrastés

L'étude prospective de La Réunion s'articule autour de quatre scénarios :

1. Le scénario tendanciel, noté **BASE**, s'appuie sur les tendances de croissance de la demande du scénario médian. Nous ne modélisons aucune incitation ou objectif d'intégration des énergies renouvelables dans le système de production. Dans ce scénario, nous avons jugé inopportun de transférer une partie de la demande en transports vers les véhicules électriques, car le mix de production aura certainement une forte composante charbon ce qui n'améliorerait pas le contenu carbone du transport.
2. Dans le scénario **100 % ENR**, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique atteint 100 % en 2030. Ce scénario traduit une démarche volontaire de l'île de La Réunion pour atteindre l'autonomie énergétique. S'engageant dans cette voie, on s'attend à ce que La Réunion s'appuie sur la MDE et l'intégration forte d'énergies renouvelables. Ce scénario utilise l'évolution de la demande électrique du scénario MDE renforcée, à laquelle s'ajoute la demande liée aux véhicules électriques car c'est l'ensemble du système énergétique qui tend vers l'autonomie.
3. Le scénario **PV-OCE** est une variante de **100 % ENR**. Nous avons ajouté des objectifs contraignants pour le développement de l'énergie photovoltaïque (700 MW) et les énergies marines (150 MW) à l'horizon 2030, de façon à représenter les politiques d'incitations actuelles qui promeuvent ces deux sources. Ces objectifs sont en ligne avec ceux présentés précédemment.
4. Le scénario **Rupture** est aussi une variante de **100 % ENR**, où nous envisageons l'exploitation du potentiel géothermique de la plaine des Sables et l'abandon de l'industrie sucrière. Ces deux décisions offriraient des potentiels d'énergies renouvelables importants, mais nécessiteraient des décisions politiques fortes et en rupture avec le développement actuel de l'île car elles pourraient être difficilement acceptées par la population.

Dans les scénarios **100 % ENR**, **PV-OCE** et **Rupture**, l'objectif 100 % ENR est obtenu en réduisant progressivement à zéro la part des importations d'énergies fossiles entre 2010 et 2030. On ajoute également à ces scénarios un objectif d'installations de 300 MW de panneaux solaires en 2020. Ce pronostic, estimé par l'ARER, traduit le volontarisme des acteurs publics en faveur de cette énergie. Nous préférons promouvoir le développement du photovoltaïque en imposant des quantités minimales de développement en première approche, car nous n'avons pas modélisé les mécanismes de défiscalisation et de tarif de rachat [11].

11. En effet, modéliser les mécanismes de subventions des ENR nécessite plus de données que celles à notre disposition (niveau de défiscalisation pour l'énergie solaire, prime aux planteurs pour la bagasse, modification ou non du tarif de rachat pour les énergies marines), c'est pourquoi nous avons privilégié l'approche par les quantités.

Par ailleurs, l'île de La Réunion s'est portée candidate auprès de l'État à une expérimentation dans le domaine de l'énergie, ce qui l'autoriserait à expérimenter des dispositions législatives et réglementaires dérogatoires par rapport aux dispositions nationales, avec par exemple :

- une nouvelle réglementation thermique ;
- une fiscalité propre ;

Hypothèses économiques

2008 est l'année de référence du modèle. Les coûts et montants sont exprimés en $^{2}008€$. Nous avons utilisé une parité €/USD de 1,468 en 2008 [12].

Le taux d'actualisation retenu est de 7 %. Il s'agit d'une valeur médiane entre d'une part un taux trop élevé écrasant l'intérêt des générations futures et limitant les investissements dans des technologies rentables du point de vue énergétique mais plus chères ; et un taux trop faible méconnaissant la préférence pour le présent et étant plus gourmand en investissements [6]. Le renouvellement du système électrique de La Réunion dépend de la valeur choisie pour le taux d'actualisation.

Dimensionnement en puissance

Malgré le découpage infrajournalier, le besoin réel de capacité est toujours supérieur à celui dérivé de la consommation moyenne de la *timeslice* de pointe (ETED2 pour La Réunion). La contrainte de réserve de pic (cf. équation (1.10)) garantit l'installation d'une réserve supplémentaire de capacité pour rendre compte de la surcapacité nécessaire pour passer les périodes de forte demande et faire face aux aléas. L'équation est caractérisée par un facteur de réserve, appelé « reserve », précisant le pourcentage de surcapacité à prévoir. Le pourcentage de surcapacité exprime le rapport entre la capacité totale installée sur le système, P_{totale}, et la puissance moyenne appelée sur la *timeslice* ETED2, P_{ETED2} :

$$\text{reserve} = \frac{P_{totale}}{P_{ETED2}} - 1 = \frac{626}{371} - 1 = 0,69 \tag{3.1}$$

La valeur est calibrée sur l'année 2008 et peut sembler élevée. En réalité, la puissance moyenne sur ETED2 étant inférieure à la puissance de pointe réelle du système, le facteur de réserve dans TIMES est nécessairement plus élevé qu'un facteur de réserve qui serait calibré sur la puissance de pointe réelle. Nous faisons l'hypothèse que l'évolution du système électrique se fait avec les mêmes caractéristiques de gestion, c'est pourquoi nous conservons cette valeur actuelle de surcapacité sur tout l'horizon.

On attribue aussi à chaque technologie un coefficient de participation à la réalisation de cette réserve. Ce coefficient compris entre 0 et 1 permet de différencier les contributions de chaque centrale. Nous avons attribué la valeur 1 pour les centrales délivrant de la puissance garantie (y compris l'énergie thermique des mers) et 0,3 pour la production intermittente (énergies éolienne, solaire, énergies des vagues, hydraulique au fil de l'eau), comme cela a été fait dans d'autres études prospectives [6]. Ces cœfficients impliquent que les énergies intermittentes installées ne participent qu'à hauteur de 30 % des capacités installées aux besoins de surcapacité du système, ce qui tend à limiter leur intégration sur le système électrique.

– des règles spécifiques pour la valorisations des ENR et de la MDE.

Cette possibilité accroît la difficulté de représenter le système de subventions puisque celui-ci est amené à évoluer sur l'horizon étudié.

12. cf. http ://www.ecb.int/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-usd.en.html

Intermittence

La gestion de l'intermittence est une problématique cruciale du futur système électrique de La Réunion, comme en témoignent la mise en place de la limite des 30 % de puissance intermittente connectée au réseau et l'expérimentation de solutions de stockage pour gérer les fluctuations de la production intermittente. Ces deux solutions, bien que prometteuses, ne sont pas, dans un premier temps, intégrées dans notre modèle, car il ne permet pas de modéliser les échanges d'énergies à l'intérieur d'une *timeslice*. Nous choisissons d'aborder ces questions à partir de l'analyse des résultats.

Les deux solutions se définissent comme suit :

1. La limite des 30 % s'écrit à un instant t :

$$\sum_{p \in \text{int}} \mathrm{P}_p(t) \leq 0,3 \sum_{p \in \text{prod}(t)} \mathrm{P}_p(t) \tag{3.2}$$

   où :
   – $\mathrm{P}_p(t)$ est la puissance produite à l'instant t par le *process* p ;
   – « int » l'ensemble des sources de production intermittentes.

   L'inéquation exprime que la somme des puissances des moyens de production intermittente connectés à l'instant t doit être inférieure à 30 % de la puissance totale connectée au réseau à l'instant t. Cette contrainte pourrait idéalement s'appliquer à chaque *timeslice*, ce qui permettrait que la limite des 30 % soit vérifiée pour la production moyenne d'une *timeslice*.

2. Actuellement, les moyens de stockage se restreignent à la batterie NaS d'1 MW installée fin 2009. Jusqu'à présent, il n'y a pas de STEP installées, et leur utilisation, tout comme que le déploiement de solutions de stockage chimique sont envisagés pour participer à la gestion de l'intermittence. À La Réunion, la mission principale de ces installations sera de lisser les fluctuations de production à des échelles de temps courtes. Les échanges de puissance entre les moyens de production et de stockage se feront alors vraisemblablement à l'intérieur d'une *timeslice*, et non pas entre plusieurs *timeslices*.
   – D'une part, les appels d'offre de la CRE stipulent que le stockage associé au solaire photovoltaïque doit assurer la fourniture d'un niveau de puissance de ces installations pendant 15 à 30 minutes.
   – D'autre part, la vocation de l'actuelle batterie NaS est de participer à la stabilité du système et de parer aux chutes de production provoquées par un effacement soudain des sources intermittentes (de l'ordre d'une dizaine de minutes) [96].

Émissions

Enfin, il est possible de limiter le niveau d'émissions de CO_2 et de gaz à effet de serre, puisque le territoire réunionnais est soumis aux objectifs de réduction européens. Dans un premier temps, cette contrainte n'a été activée ni dans le scénario tendanciel, ni dans les scénarios **100 % ENR**, **PV-OCE** et **Rupture** où les émissions diminuent avec la contrainte limitant l'utilisation des ressources fossiles.

On ne propose pas d'options de capture et séquestration du CO_2. Ces technologies sont chères et il est peu probable qu'un système de la taille de La Réunion puisse financer ce type de projet. De plus, l'intérêt de ces technologies est faible à La Réunion dans la mesure où l'objectif 100 % ENR limite de lui-même les émissions.

3.2 Résultats et discussion

Nous nous concentrons d'abord sur les scénarios **BASE** et **PV-OCE**, présentant des chemins technologiques contrastés, pour analyser de façon approfondie l'évolution des systèmes électriques et de la fiabilité :

- Avec le scénario **BASE**, on étudie l'évolution du mix de production quand aucune action n'est prise pour modifier l'organisation actuelle de la production d'électricité. Dans ce scénario, les caractéristiques actuelles sont prolongées jusqu'en 2030 et les énergies fossiles représentent une part importante du mix de production.
- Avec le scénario **PV-OCE**, l'autonomie énergétique pour la production d'électricité est atteinte en 2030. Les choix initiés par les politiques actuelles ont été traduits par une série de contraintes, de sorte que les résultats de ce scénario présentent une évolution probable du système électrique.

Les scénarios **100 % ENR** et **Rupture** proposent des options vers l'autonomie énergétique, plus inattendues ou plus originales, et tout aussi contrastées, si bien que les résultats de ces scénarios seront également présentés mais de façon plus succincte.

3.2.1 Évolution du système électrique réunionnais

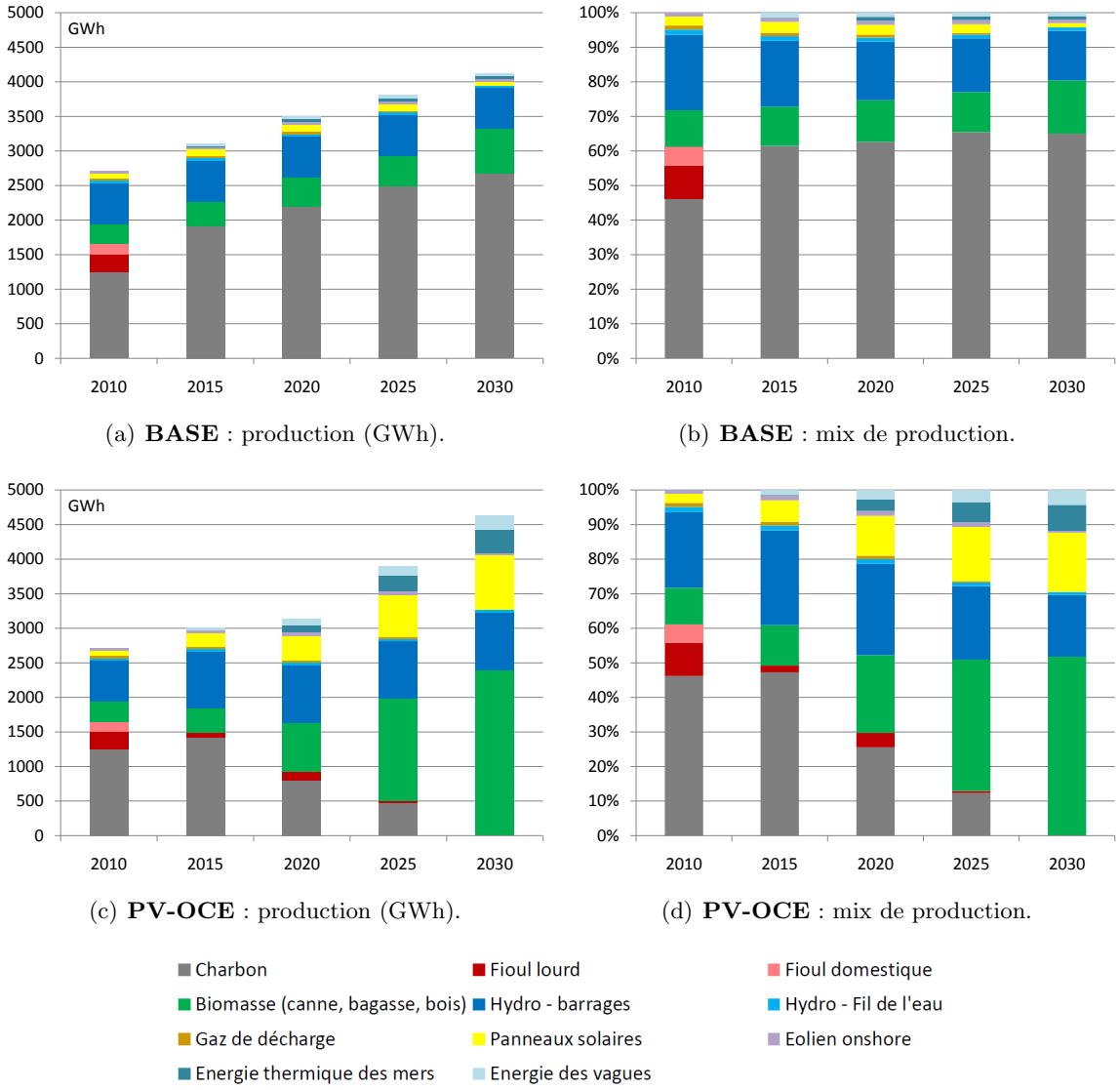
Mix de production d'électricité

La figure 3.5 présente l'évolution du mix de production d'électricité jusqu'en 2030.

Scénario BASE On observe que la production d'électricité du scénario **BASE** augmente progressivement jusqu'à dépasser 4 000 GWh en 2030. Cette croissance est calquée sur les hypothèses d'évolution de la demande du scénario médian.

La production d'électricité à partir du charbon double sur l'horizon d'étude, ce qui indique que sans contrainte pour favoriser l'autonomie énergétique de La Réunion, la solution la plus économique pour produire de l'électricité repose sur les importations d'énergies fossiles. Il est d'ailleurs intéressant de remarquer sur la figure 3.5(b) que la part des énergies renouvelables dans la production se stabilise autour de 35 %. Cette valeur est proche de celle observée en 2008 (36 %) : on comprend que d'une part, le niveau des énergies renouvelables dans le système actuel correspond à leur niveau d'intégration maximal d'un point de vue strictement économique, et que d'autre part, la transition vers un système 100 % ENR ne peut pas se faire sans un système efficace d'incitations.

Le fioul lourd et le fioul domestique sont absents ou très peu représentés dans la production d'électricité dès 2015. En 2010, la part d'électricité des fiouls est bien représentée ($\approx$ 12 %), car, la structure du parc de production étant connue, les nouveaux investissements ne sont pas



(a) **BASE** : production (GWh).

(b) **BASE** : mix de production.

(c) **PV-OCE** : production (GWh).

(d) **PV-OCE** : mix de production.

Figure 3.5 – *Production d'électricité des scénarios **BASE** et **PV-OCE**.*

autorisés sur cette période : l'utilisation des centrales aux fiouls est alors indispensable pour satisfaire la demande. Ensuite, il apparaît plus rentable de surinvestir dans des centrales au charbon qui seront amorties sur tout l'horizon d'étude, que de produire de l'électricité à partir du fioul lourd ou du fioul domestique. Ce phénomène correspond à une évolution économiquement rationnelle du mix de production où il est plus intéressant de diminuer la part des énergies chères dans le mix. On touche aussi du doigt la difficulté de modéliser l'utilisation des moyens de pointe dans la production alors que les combustibles sont chers, même si on peut imaginer que les moyens hydrauliques de La Réunion permettent de gérer les périodes de pointe.

Les énergies éolienne et photovoltaïque se développent un peu et représentent environ 7 % de la production en 2020 et 3 % en 2030.

La part des autres énergies ne varie pratiquement pas. La production hydraulique est

constante sur l'horizon d'étude, ainsi que la production à partir de gaz de décharge jusqu'à la fin de vie des unités de production. La production à partir de bagasse augmente avec les nouvelles variétés de canne à sucre produisant plus de bagasse. Les énergies marines restent marginales dans le scénario **BASE** et n'émergent pas au-delà des prototypes mis en route.

Scénario PV-OCE Sur la figure 3.5(c), on remarque que l'évolution de la production est un peu plus accidentée que dans le scénario **BASE**. En effet, entre 2010 et 2020, la production d'électricité augmente lentement grâce aux hypothèses de croissance plus faible du scénario de demande MDE renforcée ; entre 2025 et 2030, le niveau de production rattrape celui du scénario tendanciel car une partie de la consommation des transports est reportée vers le secteur électrique.

La figure 3.5(d) présente la part des différentes énergies dans le mix de production. On remarque que la contrainte sur les importations d'énergies fossiles conduit à un mix de production reposant à 50 % sur les énergies renouvelables dès la période 2015.

La production à partir d'énergies fossiles diminue progressivement, suivant la contrainte sur les importations. Contrairement au scénario **BASE**, la production à partir de fioul lourd est plus importante dans ce scénario. En effet, les importations en énergies fossiles étant limitées, l'arbitrage entre l'investissement dans de nouvelles centrales fonctionnant au charbon ou l'utilisation de centrales déjà installées mais fonctionnant au fioul se décale : il est économiquement plus intéressant, dans une certaine mesure, d'utiliser les moteurs Diesel du Port installés en 2010 et d'importer du fioul lourd.

On remarque aussi sur la figure 3.5(d) qu'en 2030 la production à partir de biomasse a avantageusement remplacé la production à partir de charbon et représente un peu plus de 50 % de la production d'électricité. Ceci s'explique par :

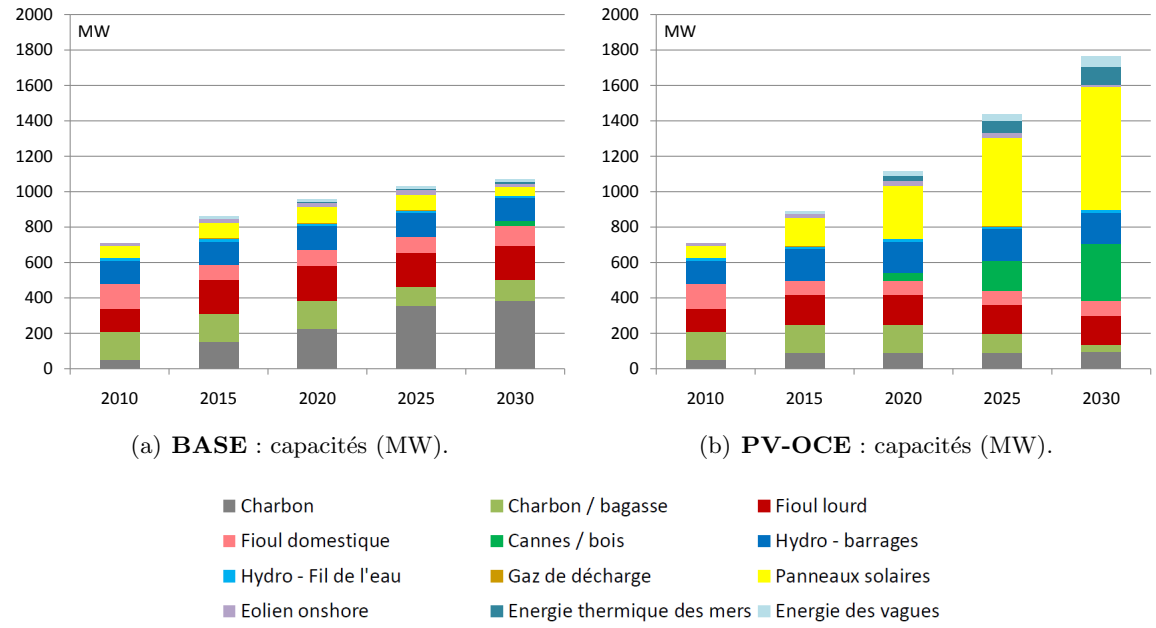
- l'augmentation du potentiel disponible avec l'utilisation de nouvelles variétés de canne à sucre et la possibilité de développer la culture d'une variété de canne dédiée à la production d'énergie ;
- des investissements massifs dans des centrales biomasse à gazéification dès 2020, offrant de très bons rendements pour la production d'électricité et dont les coûts d'investissements utilisés dans ce scénario ne sont pas prohibitifs.

La production à partir de panneaux photovoltaïques et le développement des énergies marines ont été fortement encouragés dans ce scénario en fixant des objectifs d'investissements élevés dans ces unités. Ces objectifs sont ceux actuellement proposés par les décideurs publics de La Réunion et il nous paraît intéressant d'analyser à quel système électrique ces objectifs conduisent. Ainsi, en 2030, ces deux énergies participent à environ 30 % de la production d'électricité.

La production d'électricité hydraulique augmente légèrement entre 2010 et 2015 et reste ensuite constante sur l'horizon d'étude. Comme dans le scénario **BASE**, la production à partir du gaz de décharge reste constante pour la durée de vie de ces unités.

Enfin, dans ce scénario les éoliennes ne sont pas remplacées et la filière disparaît quasiment en 2030 : les importants investissements contraints dans les énergies marines et solaire ont rendu les éoliennes moins compétitives.

Capacités installées



(a) **BASE** : capacités (MW). (b) **PV-OCE** : capacités (MW).

Figure 3.6 – *Capacités installées des scénarios **BASE** et **PV-OCE**.*

La figure 3.6 permet de comparer le parc de production installé des deux scénarios.

Bien que la figure 3.6 donne une vision agrégée par type de technologies du parc de production, un résultat essentiel de notre modélisation est de disposer en réalité d'une connaissance très fine de la structure du parc de production. En effet, la méthode de désagrégation que nous avons proposée (cf. tableau 3.8) permet d'étudier les investissements centrale par centrale, et de connaître le nombre et la taille des nouvelles unités de production. Cela est illustré dans le tableau 3.9 pour les moyens thermiques de base.

Le niveau de capacités installées est bien plus important dans le scénario **PV-OCE** que dans le scénario **BASE**, car nous avons imposé des seuils élevés de développement des énergies marines et solaires, respectivement 700 et 150 MW. Comme nous l'avons souligné précédemment, la filière éolienne disparaît quasiment dans le scénario **PV-OCE** alors qu'elle représente 20 MW dans le scénario **BASE**. En dehors des développements différenciés de ces trois énergies, la structure des 900 MW restants est assez similaire et s'organise autour :

1. de moyens thermiques de base fonctionnant au charbon et/ou à la biomasse (bagasse, canne-fibre) et assurant au moins la moitié de la production d'électricité sur tout l'horizon (cf. figures 3.5(b) et 3.5(d)) ;
2. de moyens thermiques de pointe au fioul lourd ou au fioul domestique, caractérisés par des capacités installées importantes mais une faible utilisation ;
3. des ouvrages hydroélectriques.

Les moyens thermiques de base représentent près de la moitié du parc installé dans le scénario **BASE** avec 527 MW. Entre 2010 et 2030, la capacité des centrales à charbon ou charbon / bagasse double. Le parc des centrales charbon / bagasse est renouvelé en 2030 pour

valoriser la bagasse, mais on assiste surtout à la création d'un important parc de centrales fonctionnant uniquement au charbon (≈ 382 MW). Ainsi, le développement des moyens de base dépasse largement le cadre de la valorisation de la bagasse en période sucrière, où les centrales fonctionnant au charbon l'été sont aussi celles fonctionnant à la bagasse en période sucrière. C'est le développement de ce parc fonctionnant uniquement au charbon qui permet d'ailleurs le doublement de la production d'électricité à partir du charbon (cf. figure 3.5(a)). Nous pouvons également mentionner l'installation d'une turbine vapeur de 25 MW fonctionnant à la biomasse.

Scénario	Process	2012	2015	2020	2025	2030
BASE	EUCOAST	20	80	–	–	–
	EUCOAIG	–	–	75	50 + 80	–
	EUCOBST	–	–	–	–	75
	EUBAGWOOST	–	–	–	–	25
PV-OCE	EUCOAST	20	20	–	–	–
	EUBAGWOOIG	–	–	20 + 25	50 + 75	75 + 75

Table 3.9 – *Nouveaux moyens de base installés. L'approche désagrégée utilisée dans le modèle de La Réunion permet d'avoir une connaissance précise du nombre et de la taille des unités installées pour chaque technologie (par exemple, deux unités distinctes de 50 et 80 MW de la technologie* EUCOAIG *sont installées dans le scénario* ***BASE*** *en 2025).* EUCOAST *désigne les nouvelles turbines vapeur fonctionnant au charbon uniquement ;* EUCOAIG *les centrales à gazéification fonctionnant au charbon ;* EUCOBST *les turbines vapeur charbon / bagasse ;* EUBAGWOOST *les turbines vapeur fonctionnant à la biomasse : bagasse, canne-fibre, bois ; et* EUBAGWOOIG *les centrales à gazéification de la biomasse.*

Le tableau 3.9 présente les investissements dans les moyens thermiques de base. On remarque que dès 2012 de nouvelles turbines vapeur fonctionnant au charbon sont installées sur l'île, y compris dans le scénario **PV-OCE**, ce qui indique que les moyens de base actuellement installés sont insuffisants pour faire face à la croissance de la demande. Il s'agit en effet d'une problématique bien réelle, puisque les turbines à combustion fonctionnaient pratiquement en semi-base en 2009, alors que ce sont des moyens de production de pointe.

Dans le scénario **PV-OCE**, le développement des centrales à charbon est limité à cause de la limite imposée sur les importations de ressources fossiles, néanmoins la capacité des moyens de production thermiques de base augmente pratiquement autant que dans le scénario **BASE** et représente 457 MW en 2030. Le tableau 3.9 montre que les centrales biomasse à gazéification se développent massivement à partir de 2020, date à laquelle cette technologie devient disponible dans le modèle [13]. En effet, ces centrales présentent d'excellents rendements et les coûts d'investissements de notre base de données sont du même ordre de grandeur que ceux des centrales biomasse à turbines à vapeur. Les centrales biomasse à gazéification représentent 320 MW en 2030.

La place des moyens thermiques de pointe évolue peu sur l'horizon d'étude. On remarque une légère augmentation des capacités installées dans le scénario **BASE** : ces investissements sont tirés par la contrainte de réserve de capacités incitant à installer des capacités supplé-

13. Les centrales à gazéification de la biomasse sont encore au stade d'expérimentation aujourd'hui. Il est plausible que ces moyens de production ne soient pas accessibles à l'île de La Réunion avant 2020. Cette hypothèse est peut-être encore optimiste, mais elle permet d'étudier une large gamme d'évolution du système électrique de La Réunion.

mentaires de réserve, pour passer la pointe ou en cas d'incidents. Néanmoins, ces capacités ne sont pas utilisées pour satisfaire la demande puisqu'elles n'apparaissent pas ou peu sur la figure 3.5.

La capacité hydraulique n'évolue pas dans le scénario **BASE**. En revanche, dans le scénario **PV-OCE**, 45 MW sont installés dès 2015 s'organisant autour de deux nouvelles retenues de 20 MW et 25 MW.

Utilisation des moyens thermiques de base

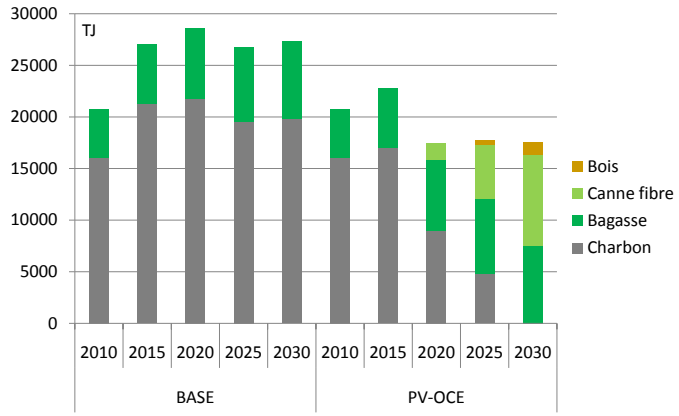


Figure 3.7 – *Consommation de charbon et de biomasse du système électrique des scénarios **BASE** et **PV-OCE**.*

La figure 3.7 présente les niveaux d'importations de charbon et d'utilisation des ressources locales pour l'approvisionnement des centrales thermiques de base. Dans les deux scénarios, les niveaux de charbon et de biomasse utilisés diminuent à partir de 2015 ou 2020, tandis que la production d'électricité de ces moyens augmentent : la productivité de ce secteur augmente grâce aux nouvelles capacités ayant de meilleurs rendements. Ainsi, les importations de charbon diminuent dans le scénario **BASE**. Elles diminuent aussi dans le scénario **PV-OCE**, conformément à la limite fixée sur le niveau d'importations.

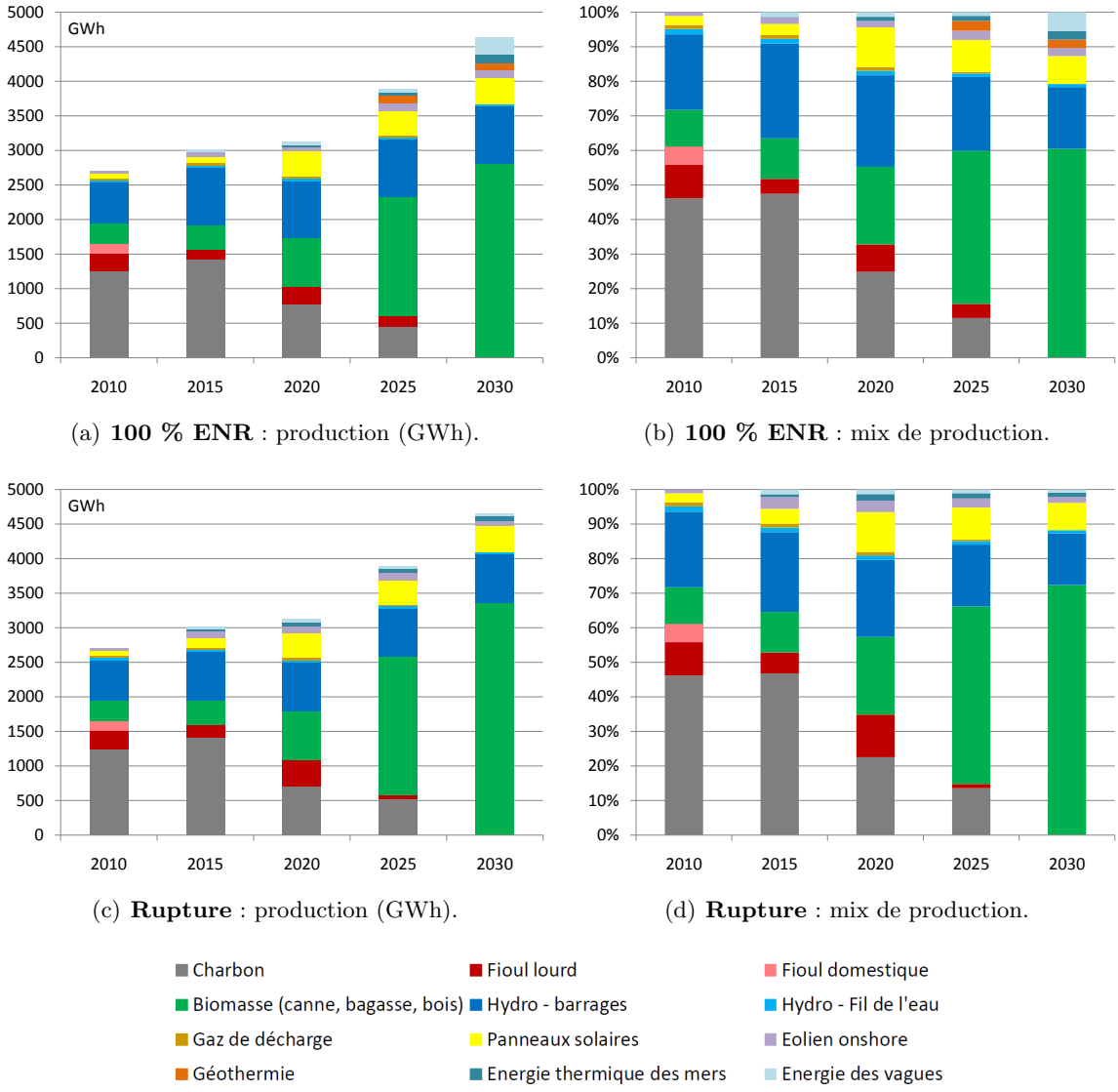
Dans le scénario **PV-OCE**, l'approvisionnement en biomasse se diversifie avec l'exploitation des filières canne-fibre et bois. Ces nouveaux potentiels sont exploités afin de pouvoir alimenter les nouvelles centrales à gazéification de la biomasse. En effet, puisqu'il n'y a plus d'importation de charbon, les centrales biomasse doivent fonctionner l'été et remplacer la production au charbon (pendant la période sucrière, les centrales fonctionnent principalement à la bagasse). L'approvisionnement des centrales pendant l'été repose uniquement sur les filières canne-fibre et bois [14].

Le fait que les filières canne-fibre et bois ne se développent pas dans le scénario **BASE** corrobore l'installation de nouvelles centrales charbon / bagasse (cf. figure 3.6 et tableau 3.9) plutôt que des unités fonctionnant uniquement à la biomasse. Ainsi, les centrales fonctionnant

14. Les hectares de canne-fibre peuvent être cultivés et récoltés toute l'année, de sorte que la ressource est équivalemment disponible pendant la période sucrière et pendant l'été. Pour la filière bois, on fait l'hypothèse que l'intégralité de la ressource peut être utilisée pendant l'été si nécessaire.

à la bagasse en période sucrière utilisent du charbon en été, plutôt que de la canne-fibre ou du bois.

Résultats des scénarios 100 % ENR et Rupture



(a) **100 % ENR** : production (GWh).

(b) **100 % ENR** : mix de production.

(c) **Rupture** : production (GWh).

(d) **Rupture** : mix de production.

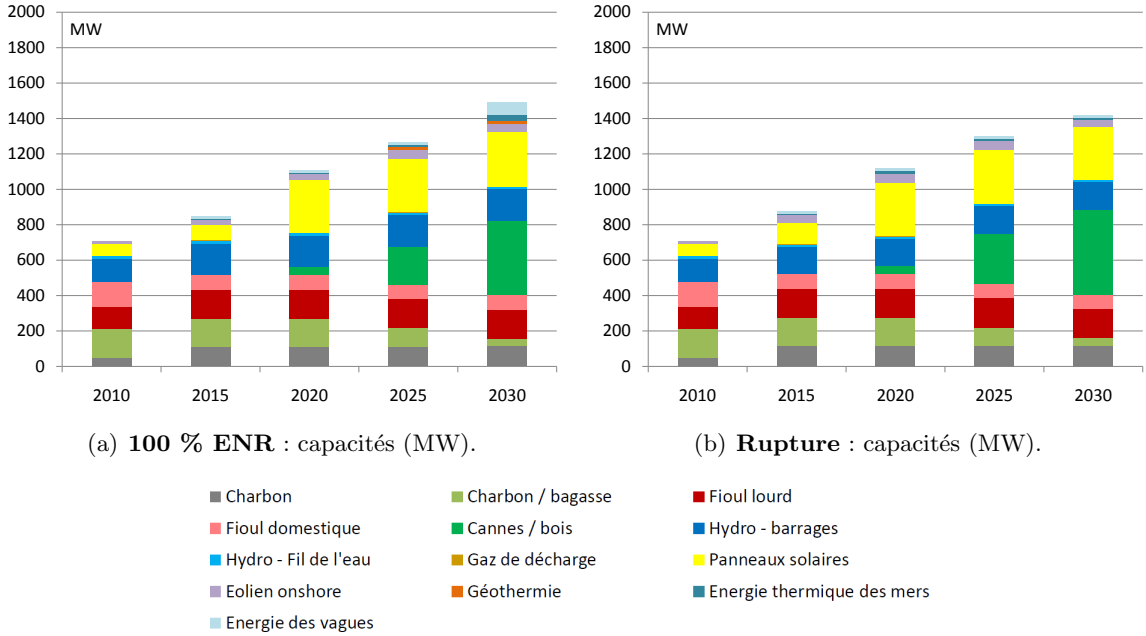
Figure 3.8 – *Production d'électricité des scénarios **100 % ENR** et **Rupture**.*

Les figures 3.8, 3.9 et 3.10 présentent respectivement l'évolution du mix de production, des capacités installées et des combustibles des centrales thermiques des scénarios **100 % ENR** et **Rupture**. Les deux scénarios exhibent des chemins technologiques différents vers l'autonomie énergétique de l'île en 2030.

Nous pouvons constater sur la figure 3.8 que les niveaux de production sont les mêmes pour ces scénarios que dans le scénario **PV-OCE**, car nous avons utilisé le même scénario de demande. Les deux scénarios utilisent le fioul lourd dans une plus large mesure que dans **PV-OCE** où nous avions imposé le développement de 700 MW d'énergie solaire, car sans

cette contrainte l'offre de production n'est pas surdimensionnée et il devient rentable de faire fonctionner les centrales au fioul déjà installées. Les énergies renouvelables autres que l'énergie solaire deviennent également plus rentables et connaissent un développement plus important dans ces nouveaux scénarios. Nous pouvons notamment signaler :

- l'apparition de la géothermie (site de Salazie) dans le scénario **100 % ENR**, ainsi que l'utilisation de l'éolien et des énergies marines ; et
- le fort développement de l'électricité produite à partir de biomasse dans le scénario **Rupture**, où la production de canne à sucre est progressivement abandonnée en faveur de la filière 100 % canne-énergie. La production d'électricité à partir de bagasse s'élève à environ 3 400 GWh en 2030 et représente plus de 70 % de la production. Par ailleurs, l'option géothermie n'apparaît pas, alors que l'exploitation du site de la Plaine des sables est rendue possible dans ce scénario.



(a) **100 % ENR** : capacités (MW).

(b) **Rupture** : capacités (MW).

Figure 3.9 – *Capacités installées des scénarios **100 % ENR** et **Rupture**.*

La figure 3.9 présente l'évolution des capacités de production installées. Il est intéressant de remarquer que les capacités installées ont des niveaux comparables dans les deux scénarios (autour de 1 400 MW). Les capacités installées sont plus faibles que dans **PV-OCE** ($\approx$ 1 800 MW) puisque le développement des capacités solaires se limitent à 300 MW en 2020, *i.e.* aux estimations de l'ARER pour le développement de la filière [2]. Le niveau des capacités installées est bien plus important que dans **BASE** ($\approx$ 1 100 MW), car la demande étant plus élevée dans **100 % ENR** et **Rupture**, la contrainte de réserve de pic (cf. équations (1.10) et (3.1)) impose un dimensionnement en puissance plus grand. De plus, les énergies intermittentes ne contribuent qu'à 30 % de leurs capacités installées dans la satisfaction de cette contrainte, ce qui nécessite de surdimensionner le parc de production.

La figure 3.10 présente l'utilisation des combustibles des centrales thermiques. Sans le développement massif de l'énergie solaire, le système électrique **100 % ENR** exploite plus largement les autres sources renouvelables dans la production d'électricité, ce qui se traduit

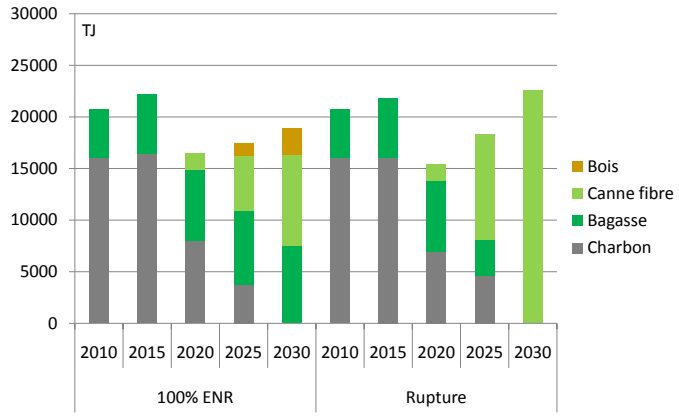


Figure 3.10 – *Consommation de charbon et de biomasse du système électrique des scénarios **100 % ENR** et **Rupture**.*

par une consommation de biomasse du scénario **100 % ENR** légèrement supérieure à celle du scénario **PV-OCE**. Il est intéressant de remarquer que pour une consommation quasiment identique de biomasse dans les scénarios **100 % ENR** et **PV-OCE** ($\approx$ 18 000 TJ), le niveau de production à partir de ces centrales est plus important dans **100 % ENR** (cf. figure 3.8). Les centrales à biomasse installées dans ce dernier scénario sont donc plus efficaces et représentent des options plus rentables pour la production d'électricité. Nous pouvons d'ailleurs remarquer que les capacités des centrales cannes / bois sont plus importantes dans le scénario **100 % ENR** que dans **PV-OCE** (cf. figures 3.6 et 3.9).

Enfin, la figure 3.10 met clairement en évidence le développement de la filière 100 % canne-fibre dans le scénario **Rupture**.

Émissions de CO_2

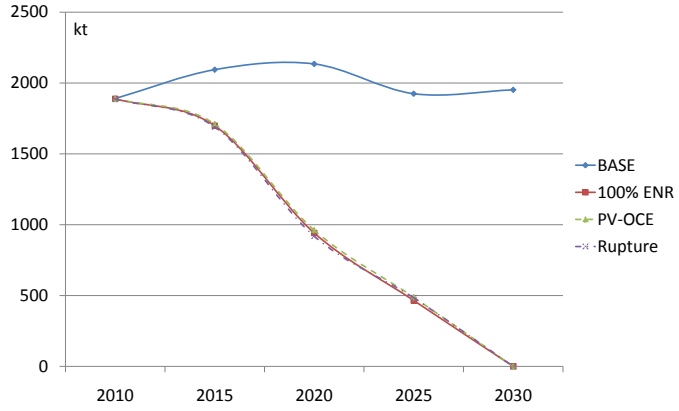


Figure 3.11 – *Émissions de CO_2 de la production d'électricité à La Réunion.*

La figure 3.11 présente les émissions de CO_2 du système électrique. Sans surprise, les émissions tendent progressivement vers zéro dans les scénarios **PV-OCE**, **100 % ENR** et **Rupture** suivant la diminution des importations de combustibles fossiles. On remarque également que les émissions diminuent à partir de 2020 dans le scénario **BASE**, grâce aux

meilleurs rendements des nouvelles centrales de production d'électricité.

Coûts des différents systèmes électriques

	BASE	**PV-OCE**	**100 % ENR**	**Rupture**
Fonction objectif (^{2008}M€)	860,2	1 065,2	981,4	1 002,2
Variation	1	1,24	1,14	1,17

Table 3.10 – *Variation de la fonction objectif des quatre scénarios.*

Le tableau 3.10 donne le coût total actualisé de la production d'électricité à La Réunion pour les différents scénarios. Les coûts des systèmes des scénarios **PV-OCE**, **100 % ENR** et **Rupture** sont beaucoup plus élevés que celui du scénario **BASE**, ce qui met en évidence le surcoût de l'autonomie énergétique dans la production d'électricité. Rappelons qu'il ne peut s'agir que d'une estimation du surcoût de l'autonomie énergétique puisque les niveaux de demande sont différents : nous avons modélisé dans **BASE** une évolution médiane de la consommation d'électricité, et dans les autres les efforts de réduction de la consommation du secteur électrique actuel, auxquels s'ajoute une partie de la demande du secteur des transports entre 2020 et 2030. Par ailleurs, les efforts de maîtrise de la demande en électricité ont également un coût dont on ne tient pas compte dans les scénarios de demande. Pour évaluer le véritable coût de l'autonomie énergétique de La Réunion, il serait donc intéressant d'étendre la modélisation à l'ensemble du secteur énergétique de l'île.

Le scénario **PV-OCE** est celui pour lequel nous avons modélisé les options de développement les plus proches de celles engagées par les acteurs publics de La Réunion. Or, nous pouvons remarquer qu'il s'agit du scénario présentant le coût total actualisé le plus élevé. Ce constat nous paraît d'autant plus surprenant que le scénario **100 % ENR** est moins cher et présente des options technologiques à la portée de l'île de La Réunion. En effet, contrairement au scénario **Rupture** nécessitant un engagement politique fort pour mettre en place une filière 100 % canne-fibre, nous nous sommes efforcés de retenir des hypothèses plausibles pour les gisements d'énergies renouvelables dans le scénario **100 % ENR**. Pour atténuer ce constat, nous pouvons signaler que d'une part, un tel travail de modélisation présente nécessairement des limites dans la représentation du secteur étudié, et que d'autre part, les arbitrages politiques ne peuvent pas relever complètement d'une logique économique.

3.2.2 Fiabilité à l'horizon 2030

Les résultats de cette section sont obtenus par l'étude des données en sortie du modèle TIMES. Ils présentent l'évolution de H_{cin} et H_{mag} des quatre scénarios et donnent des indications sur le niveau de fiabilité des systèmes électriques proposés.

Exploitation des données en sortie de TIMES (post-processing)

En sortie du modèle TIMES de La Réunion, la description détaillée des différents moyens de production donne accès à une structure tout aussi détaillée des futurs mix de production.

Comme nous l'avons montré dans le tableau 3.9, pour une même technologie de production, le nombre et la taille des unités de production installées à chaque période du modèle sont connus. De plus, les données en sortie du modèle donnent l'électricité produite par chaque unité installée, à chaque période et à chaque *timeslice*. Quand la production d'électricité sur une *timeslice* n'est pas nulle, l'unité est alors *connectée* au système et participe au mix de production de cette *timeslice*. Avec ces données, nous connaissons alors l'ensemble des moyens connectés pendant une *timeslice* ce qui permet d'en déterminer le mix de production. Ce mix de production est représentatif de l'état moyen du système pendant la *timeslice*, et nous faisons l'hypothèse qu'évaluer les indicateurs de fiabilité de ce mix de production donne une indication pertinente du niveau de fiabilité du système.

À partir de la méthode d'agrégation de la section 2.3.4 et des équations (2.144), (2.145), (2.146), (2.153), nous calculons pour chaque *timeslice* t :

- la puissance connectée au système $\mathrm{P}_{\mathrm{connectée},t}$;
- la puissance apparente $S_{n,t}$;
- l'énergie cinétique $\mathrm{E}_{\mathrm{cin},t}$;
- l'énergie magnétique F_t ;

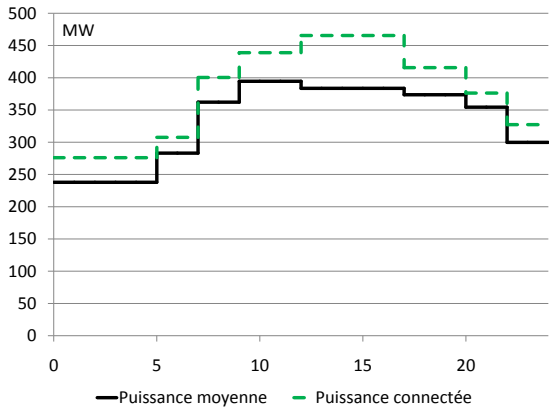


Figure 3.12 – *Été 2010 : distinction entre puissance moyenne (trait continu) et puissance connectée (tirets) du scénario **BASE**. La ligne continue représente la puissance moyenne équivalente appelée par* timeslice*, i.e. l'électricité produite divisée par la durée de la* timeslice*. La ligne en tirets est la puissance connectée, i.e. la somme des puissances nominales de l'ensemble des moyens produisant à chaque* timeslice*.*

La figure 3.12 présente la puissance connectée et la puissance équivalente moyenne produite de la saison été 2010 du scénario **BASE**. Nous remarquons que sur chaque *timeslice*, la puissance nominale est supérieure à la puissance moyenne équivalente produite. En effet, sur une *timeslice*, la puissance connectée $\mathrm{P}_{\mathrm{connectée},t}$ vaut la somme des puissances nominales des centrales connectées et est donc supérieure ou égale au niveau de production moyen des centrales.

Ainsi, nous déterminons les valeurs de H_{mag} et H_{cin} sur chaque *timeslice* et disposons d'une évaluation précise de la fiabilité sur l'horizon d'étude.

Paramètres H_p et $x_{d,n}$ des différents moyens de production

Pour les turbines vapeur au charbon et les capacités hydrauliques, nous avons utilisé les propriétés dynamiques fournies dans les tables de l'annexe D.

Faute de données précises pour les autres moyens de production, nous attribuons les mêmes données aux autres technologies utilisées dans TIMES à partir des hypothèses suivantes :

- nous considérons que les turbines vapeur charbon / bagasse ou fonctionnant à partir de biomasse ont les mêmes propriétés que les centrales vapeur au charbon ;
- les temps de pilotage (démarrage, montée en puissance) des turbines à gaz sont de l'ordre de ceux des centrales hydrauliques, et nous leur attribuons en première approche les mêmes propriétés dynamiques que les centrales hydrauliques ;
- pour les moteurs Diesel, nous utilisons aussi les valeurs des centrales hydrauliques car il s'agit de la série de données ayant la gamme de puissances la plus compatible avec les capacités des moteurs Diesel installés ;
- nous faisons l'hypothèse que le comportement dynamique des centrales à gazéification est proche de celui des turbines vapeur bien que les technologies de production soient différentes ;
- la production d'électricité par géothermie utilise des turbines vapeur de sorte que nous choisissons les mêmes valeurs que pour les petites centrales vapeur ;
- la production d'électricité à partir de l'énergie thermique des mers se faisant près des côtes ($\approx$ 10 kms), l'électricité produite par des machines synchrones peut être directement injectée sur le réseau. Nous faisons l'hypothèse que les propriétés dynamiques de l'ETM sont proches de celles des machines hydrauliques.

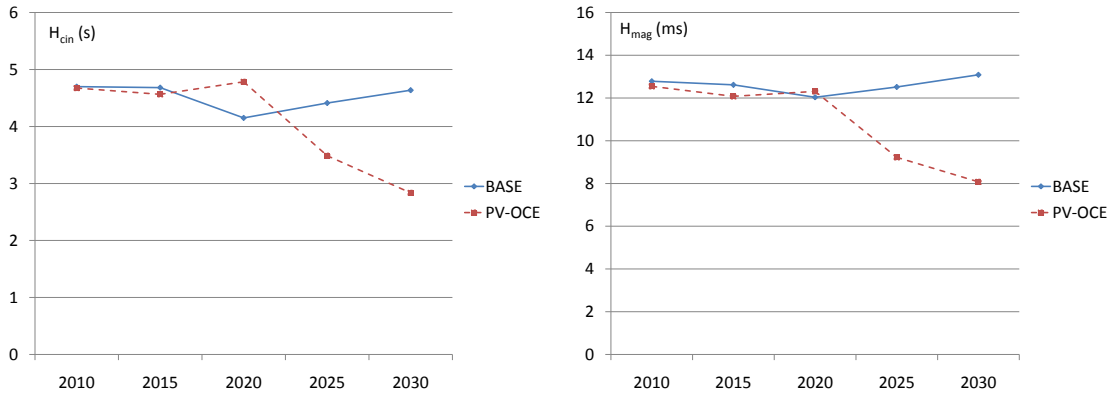
Les autres sources d'énergie (énergie des vagues, éoliennes, panneaux photovoltaïques) étant raccordées au réseau par électronique de puissances, nous utilisons le modèle de la source de courant idéal introduit à la section 2.3.4 (équation (2.155)).

Ainsi, nous évaluons la participation de chaque moyen de production aux stocks d'énergies magnétique et cinétique du système. De cette façon, les données en sortie du modèle TIMES permettent de trouver les valeurs de H_{mag} et H_{cin} des mix de production associés à chaque *timeslice*.

Évolution des indicateurs jusqu'en 2030

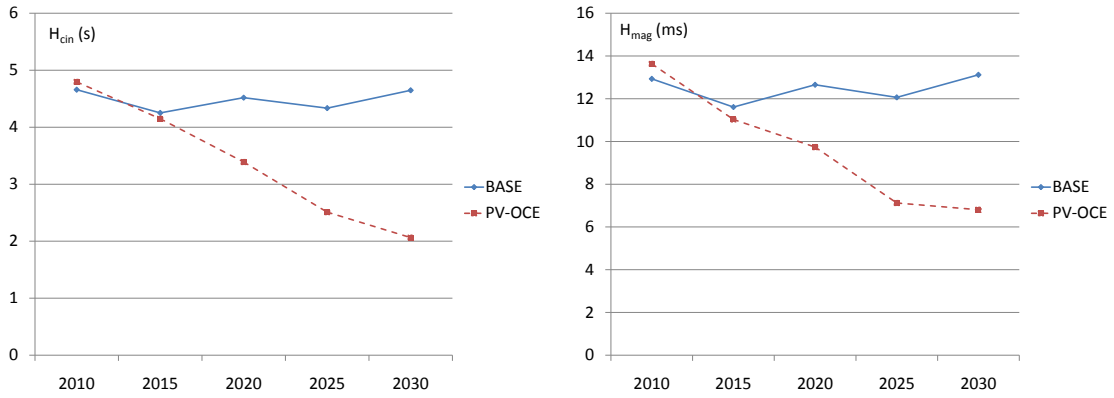
La figure 3.13 compare les valeurs prises par H_{mag} et H_{cin} en fonction du scénario d'évolution du mix pour différentes *timeslices* : ETED2 et SUCD4 sont les deux périodes de pointe, respectivement la pointe du matin en été (9h-12h) et la pointe du soir pendant la période sucrière (17h-20h) ; ETED3 est la tranche horaire intermédiaire de la journée (12h-17h), caractérisée par une production photovoltaïque importante. Les valeurs de H_{mag} et H_{cin} étant déterminées à partir des propriétés dynamiques du mix de production, leur évolution dépend de la tranche horaire étudiée :

- les figures 3.13(a) et 3.13(b) présentent des variations accidentées des indicateurs sur ETED2 ;
- les figures 3.13(c) et 3.13(d) montrent des évolutions très marquées des indicateurs sur



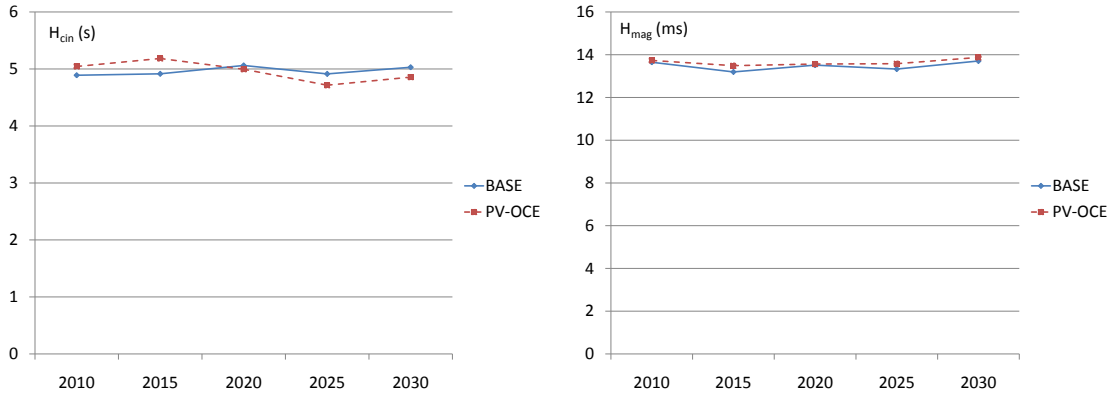
(a) H_{cin} (s) à ETED2.

(b) H_{mag} (ms) à ETED2.



(c) H_{cin} (s) à ETED3.

(d) H_{mag} (ms) à ETED3.



(e) H_{cin} (s) à SUCD4.

(f) H_{mag} (ms) à SUCD4.

Figure 3.13 – *Évolution de H_{cin} (figures de gauche) et H_{mag} (figures de droite) pour les* timeslices ETED2, ETED3 *et* SUCD4 *dans les scénarios* ***BASE*** *et* ***PV-OCE****.*

la *timeslice* ETED3, ce qui indique que les mix de production ont des propriétés bien distinctes ;

– les figures 3.13(e) et 3.13(f) montrent que les indicateurs évoluent de la même façon sur SUCD4 où les propriétés dynamiques doivent être similaires dans les deux scénarios. Sur cette *timeslice*, les indicateurs sont proches dans les deux scénarios, car la production

intermittente est faible dans **PV-OCE** (pas de production d'énergie solaire pendant cette tranche horaire).

Les différences observées entre les trois séries de figures montrent que le niveau de fiabilité n'est pas une donnée générale d'un système de production, mais qu'il varie en fonction de la *timeslice* étudiée. Si H_{mag} et H_{cin} sont faibles sur une *timeslice*, la fiabilité du système sera compromise, même si les valeurs restent satisfaisantes sur les autres *timeslices*.

La figure 3.13 montre que les variations de H_{cin} et H_{mag} sont similaires. Ceci peut s'expliquer car nous n'avons pas identifié de technologies qui contribueraient de façon plus prononcée à un des deux stocks, si bien que l'évolution du mix électrique produit les mêmes effets sur les deux indicateurs. Il est nécessaire de conserver les deux indicateurs car des stocks suffisants d'énergie cinétique et magnétique sont nécessaires à la fiabilité du système. Bien que les deux indicateurs n'apportent pas d'informations différentes dans le cas de La Réunion, il est envisageable que dans d'autres conditions H_{mag} et H_{cin} évolueraient différemment. Par exemple, pour les systèmes où la technologie de stockage par volants d'inertie se développerait : H_{cin} augmenterait alors que H_{mag} évoluerait indépendamment de cette technologie.

Pendant la période de pointe estivale, les indicateurs diminuent légèrement avec les deux scénarios tandis qu'ils restent à peu près constants sur la période de pointe de la saison sucrière. En effet, pendant la période sucrière, la production d'électricité est principalement assurée par des centrales charbon / bagasse dont la participation aux stocks d'énergies magnétique et cinétique est importante.

Les résultats numériques doivent être analysés avec précaution, car :

- nous manquons de données sur les propriétés dynamiques de certains moyens de production ;
- les mix de production par *timeslice* procurés par TIMES ne reflètent pas parfaitement la réalité de l'exploitation d'un système électrique : il est en particulier difficile de tenir compte de la production à partir de fioul lourd ou domestique (cf. figure 3.5).

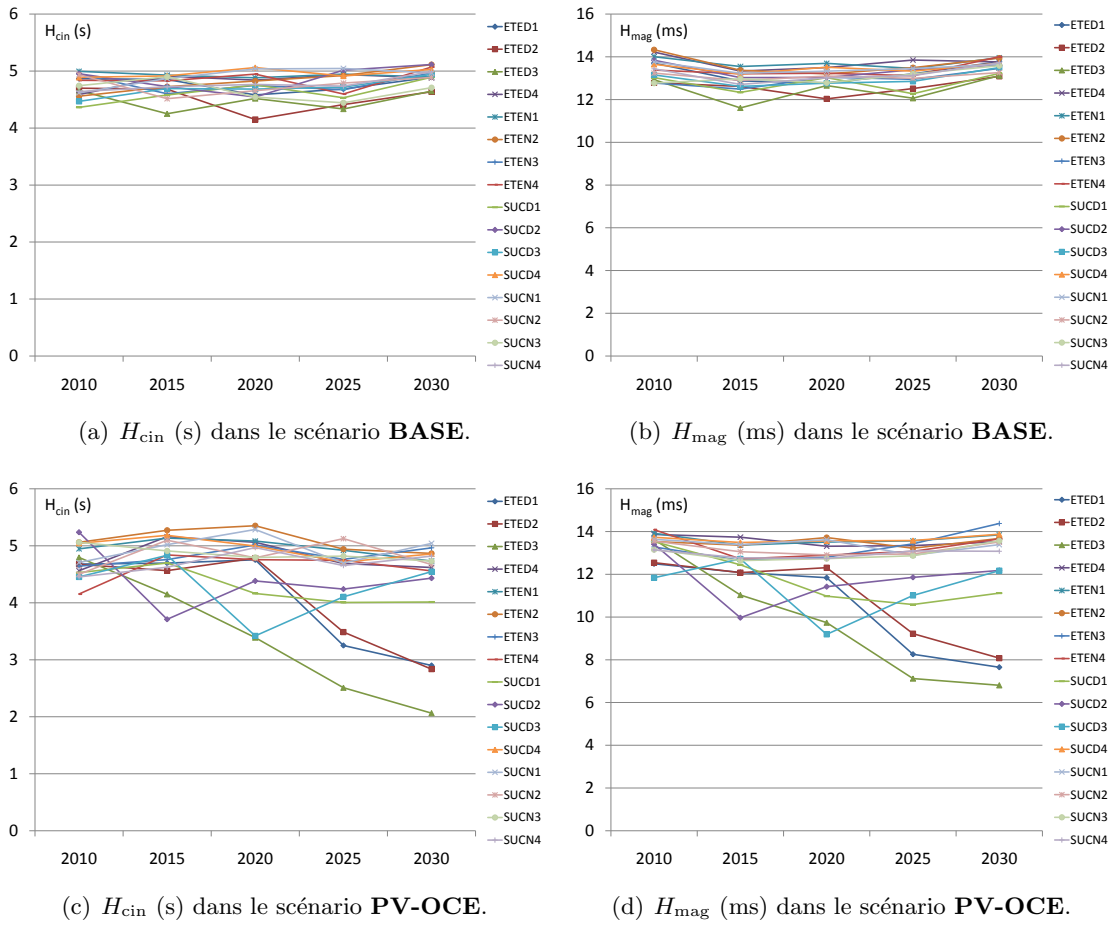
Néanmoins, les valeurs obtenues sont encourageantes, car une fluctuation de charge de 52 MW sur le système de ETED2 en 2010 conduirait à une chute de fréquence à $f_{10} \approx 47,5$ Hz, d'après les valeurs données par les figures 2.17(a) et 2.18(a) et lorsque les caractéristiques du système sont celles de ETED2 en 2010, *i.e.* :

- $\text{P}_{\text{méca-ext}} \approx 400$ MW ;
- $H_{\text{cin}} \approx 5$ s ; et
- $H_{\text{mag}} \approx 14$ ms (soit $x_d \approx 0,4$).

La valeur obtenue à f_{10} est en accord avec la valeur observée sur un système similaire en 2008 par EDF, où la fréquence a chuté à 47,25 Hz après la perte du groupe de 52,5 MW de la centrale du Gol [7].

On remarque sur la figure 3.13 que les indicateurs de fiabilité ont tendance à être plus faibles dans le scénario **PV-OCE** que dans le scénario **BASE** sur l'horizon étudié, ce qui indique que la fiabilité du système sera plus dégradée avec une évolution vers un mix 100 % ENR par rapport à une évolution tendancielle. Ces résultats corroborent l'idée que l'intégration massive d'énergies renouvelables menace la fiabilité des systèmes électriques, car les technologies de production associées à ces énergies ne présentent pas de caractéristiques dynamiques aussi performantes vis-à-vis de la fiabilité que les moyens de production conven-

tionnels. Il est très intéressant de *quantifier* la perte de fiabilité engendrée par un mix de production plutôt que par un autre, car une telle analyse permet d'identifier les leviers permettant de maintenir un niveau de fiabilité suffisant et par conséquent de savoir comment *fiabiliser* les mix de production qui se révèleraient moins fiables. Nous proposons une telle analyse à la section 3.3 en nous intéressant à la relation entre la production intermittente et les indicateurs.



(a) H_{cin} (s) dans le scénario **BASE**.

(b) H_{mag} (ms) dans le scénario **BASE**.

(c) H_{cin} (s) dans le scénario **PV-OCE**.

(d) H_{mag} (ms) dans le scénario **PV-OCE**.

Figure 3.14 – *H_{cin} et H_{mag} de l'ensemble des* timeslices *des scénarios **BASE** (en haut) et **PV-OCE** (en bas).*

On vérifie la robustesse des résultats, *i.e.* que la fiabilité est plus dégradée avec le scénario **PV-OCE** qu'avec **BASE**, en étudiant la fiabilité pour toutes les *timeslices*. Les résultats sont présentés à la figure 3.14.

- Les figures 3.14(a) et 3.14(b) présentent H_{cin} et H_{mag} dans le scénario **BASE** : on constate que le niveau de fiabilité est constant sur l'horizon d'étude et sur l'ensemble des *timeslices* ce qui indique que le niveau de fiabilité est conservé et stable.
- Les figures 3.14(c) et 3.14(d) présentent les résultats de **PV-OCE** : le niveau des indicateurs tend à diminuer sur l'horizon d'étude et les valeurs des indicateurs diffèrent fortement d'une *timeslice* à une autre.

Comme nous l'avons déjà souligné à partir des figures 3.13, les variations de H_{mag} et H_{cin} montrent que le scénario **BASE**, qui s'appuie sur des moyens de production centralisés,

est plus fiable que le scénario **PV-OCE**. Dans ce dernier scénario, l'intégration massive d'énergies renouvelables a un impact visible sur le niveau de fiabilité. Cet impact est d'autant plus remarquable que la production d'électricité photovoltaïque, *i.e.* une de celles pénalisant le plus le niveau de fiabilité, représente au total moins de 20 % de la production en 2030 (cf. figure 3.5(d)). Ce constat est à mettre en relation avec les niveaux d'intégration des énergies intermittentes dans les exercices prospectifs de l'AIE présentés à la figure 1.6 qui varient entre 15 % et 35 % en 2050 . De tels objectifs ne pourront être atteints que dans la mesure où des investissements seront consentis pour maintenir le niveau de fiabilité par des systèmes de secours suffisants.

Nous renvoyons également le lecteur aux résultats de la figure 3.17 qui présentent un niveau de fiabilité moindre dans les scénarios **100 % ENR** et **Rupture** que dans le scénario **BASE**.

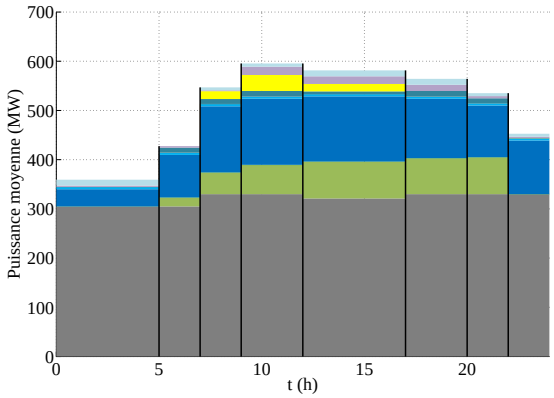
Nous remarquons enfin que pour certaines *timeslices* du scénario **PV-OCE** les indicateurs conservent les mêmes valeurs qu'en 2010, valeurs qui sont parfois supérieures au niveau atteint dans le scénario **BASE**. Une étude attentive des différentes courbes montrent que c'est principalement le cas pour les *timeslices* nocturnes. Ceci peut s'expliquer par la production éolienne qui peut avoir lieu la nuit et qui diminue le niveau de fiabilité. Or, les figures 3.5 ont montré que la filière éolienne disparaît quasiment avec le scénario **PV-OCE** mais pas dans **BASE**. Nous étudions plus précisément l'évolution des indicateurs au cours d'une journée dans ce qui suit.

Relation entre le mix de production et les indicateurs

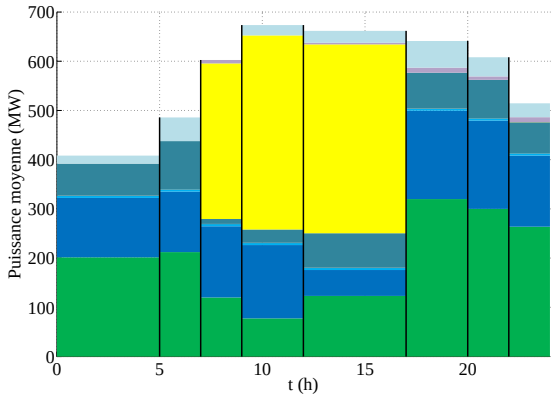
Afin de mieux appréhender les liens entre H_{cin} et H_{mag} et l'architecture du mix de production, nous confrontons pour l'année 2030 les mix de production des deux scénarios avec les valeurs des indicateurs : pour une journée estivale sur la figure 3.15 et pour une journée de la période sucrière sur la figure 3.16.

Avant de commencer l'analyse des résultats, nous rappelons que la production d'électricité sur une *timeslice* résulte de l'optimisation du modèle TIMES et ne reflète donc pas la complexité de la gestion d'un système électrique. La probabilité que la production d'électricité d'une journée d'été soit comparable à ce qui est proposé aux figures 3.15(a) ou 3.15(b) est faible car, ces résultats ne correspondent pas à la façon dont seraient exploités ces moyens de production par un gestionnaire de réseau. Cependant, de tels résultats donnent matière à réflexion et sont d'une grande utilité pour étudier de manière très détaillée les répercussions des politiques énergétiques sur l'évolution du système électrique.

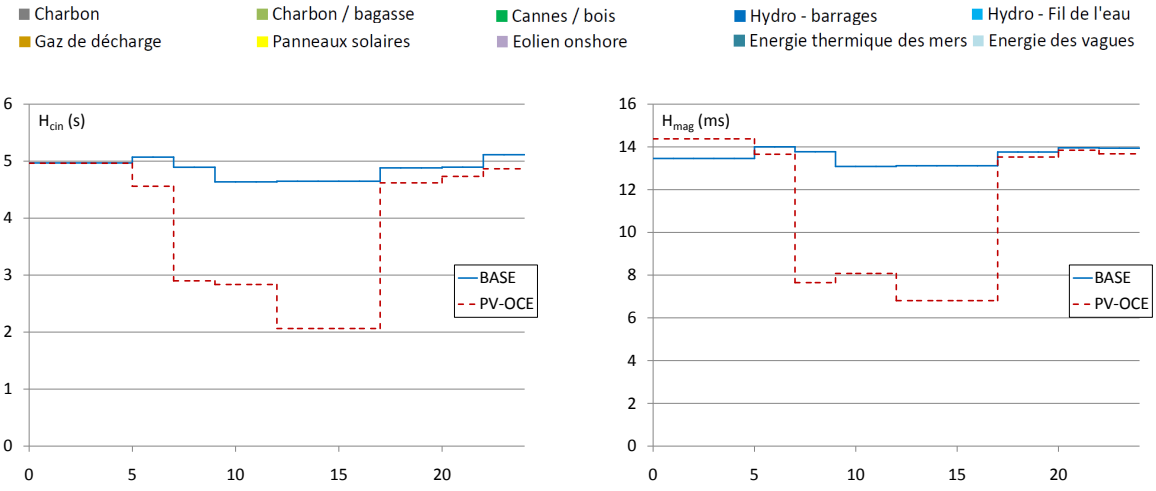
Les figures 3.15(a) et 3.15(b) comparent l'architecture des mix de production d'une journée d'été des scénarios **BASE** et **PV-OCE** et soulèvent plusieurs remarques. On vérifie que la production et la puissance équivalente moyenne appelée sur chaque *timeslice* sont supérieures dans le scénario **PV-OCE** puisque la demande y est plus élevée avec les véhicules électriques. De plus, la puissance de pointe ETED2 (9h-12h) est comprise entre un peu moins de 600 et 700 MW, ce qui est en dessous des projections du scénario médian d'EDF, correspondant à 670 MW en 2025. Cette remarque montre l'utilité de la contrainte de réserve (cf. équation (1.10)), puisqu'on vérifie sur la figure 3.6 que dans le scénario **BASE** les capacités installées



(a) **BASE** : production par type de centrales.



(b) **PV-OCE** : production par type de centrales.



(c) H_{cin} (s).

(d) H_{mag} (ms).

Figure 3.15 – *Mix de production et indicateurs de fiabilité d'une journée d'été (ETE) dans les scénarios **BASE** et **PV-OCE**. L'axe des abscisses représente les 24 heures d'une journée. Les figures (a) et (b) présentent la production d'électricité par type de centrales et non pas par combustibles. Ainsi, ces figures ne permettent théoriquement pas de distinguer si la production à partir des centrales charbon / bagasse repose sur du charbon ou de la bagasse. Cependant, il n'y a pas de production de bagasse en été, donc les centrales charbon / bagasse de la figure (a) produisent uniquement à partir de charbon.*

sont d'environ 1 100 MW (les 1 700 MW du scénario **PV-OCE** sont dus aux contraintes sur les puissances installées de panneaux photovoltaïques en 2030).

On remarque aussi que les mix de production sont très différents suivant que les importations de charbon sont permises ou non. Si oui, les centrales au charbon fonctionnent à plein régime pendant l'été pour compenser l'absence de bagasse dans la production d'électricité (en base) pendant cette saison. À l'inverse, dans **PV-OCE** la production se fait à partir d'énergies alternatives. L'approvisionnement en biomasse étant plus faible que pendant la période sucrière, c'est en été que le mix de production repose très fortement sur la production photovoltaïque quand elle est disponible (le jour). Ainsi, c'est particulièrement à cette saison que les niveaux de fiabilité sont bas et préoccupants.

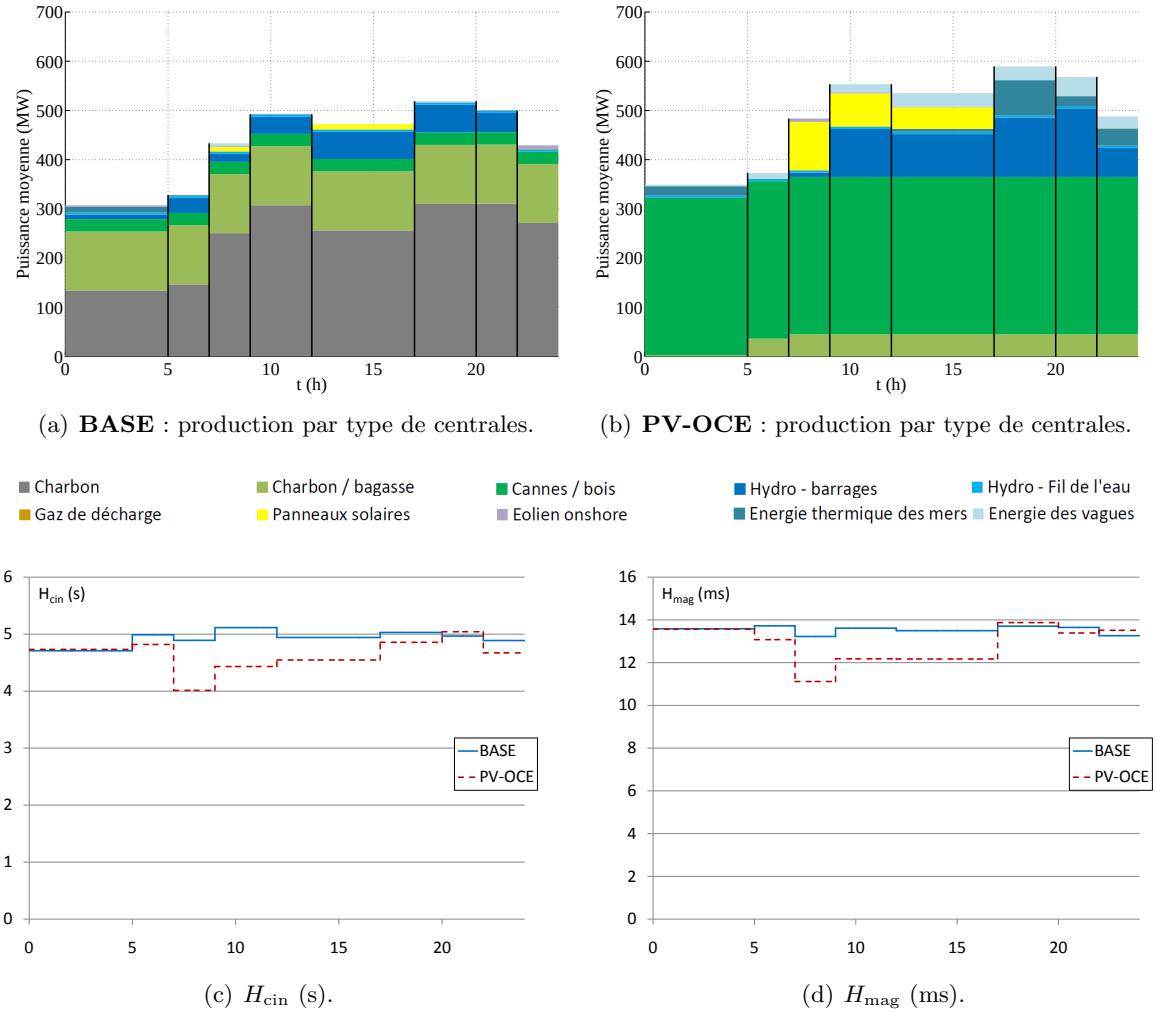
Les figures 3.15(c) et 3.15(d) présentent la variation des indicateurs H_{cin} et H_{mag} de l'été 2030. Les indicateurs du scénario **BASE** ne sont pas constants sur une journée, et on observe une légère diminution de H_{mag} et H_{cin} en corrélation avec la production à partir des panneaux solaires et des éoliennes sur les *timeslice* ETED2 à ETED4 (9h-20h).

Ce phénomène est accentué avec le scénario **PV-OCE** : le niveau de fiabilité chute très fortement sur ETED3 où la production intermittente des panneaux solaires et des vagues représentent 400 MW sur les 650 MW de capacités connectées, *i.e.* 61,5 %. Le système est loin de la règle d'exploitation du système électrique de La Réunion limitant à 30 % la production à partir d'énergies intermittentes (cf. équation (3.2)). Cependant, la législation actuelle prévoit que le seuil des 30 % puisse être dépassé dans la mesure où le déploiement de panneaux solaires est associé au développement conjoint de technologies de stockage pour pallier l'intermittence de cette ressource [2]. Les technologies de stockage n'étant pas intégrées au modèle TIMES de La Réunion, il est probable que l'analyse proposée sous-estime les valeurs des indicateurs par rapport à ce qu'elles pourraient être avec le stockage (cf. section 3.3).

Compte tenu de la forte corrélation entre les valeurs des indicateurs et le pourcentage d'intégration de production photovoltaïque, éolienne ou marine, on pourrait se demander si la connaissance de ce pourcentage ne suffirait pas pour anticiper le niveau de fiabilité. En réalité, ce n'est pas directement ce pourcentage qui pénalise le niveau de fiabilité, mais le fait que le développement de ces énergies ne soit pas accompagné de solutions pour maintenir le niveau de fiabilité. Ainsi, il est sans doute envisageable de garantir un niveau de fiabilité satisfaisant même pour des pourcentages élevés d'intégration de ces énergies. Cet aspect et la connaissance de solutions permettant de maintenir le niveau de fiabilité mériteraient d'être étudiés plus en détails.

Nous insistons encore sur le fait que les résultats proposés dépendent des hypothèses qui nous ont permis d'attribuer les valeurs des propriétés dynamiques aux moyens de production. En particulier, nous avons considéré que l'énergie thermique des mers présente les mêmes caractéristiques que la production par centrales hydrauliques. Compte tenu de la forte production d'électricité à partir d'énergie thermique des mers dans le scénario **PV-OCE** ($\approx$ 100 MW), modifier cette hypothèse pourrait modifier les valeurs de H_{mag} et H_{cin}.

Enfin, la figure 3.16 étudie la production d'électricité pour une journée de la période sucrière en 2030. L'analyse qu'on peut faire est comparable à celle d'une journée d'été. Cependant, la production à partir de centrales thermiques étant élevée en période sucrière, nous observons que le niveau de fiabilité est moins dégradé en période sucrière qu'en été. Dans le scénario **BASE**, la production à partir des centrales charbon est supérieure à celle des centrales charbon / bagasse (cf. figure 3.16(a)), ce qui est très différent du scénario **PV-OCE** (cf. figure 3.16(b)) où l'exploitation de la biomasse est très importante. Les caractéristiques dynamiques des mix de production au charbon ou à la biomasse étant assez proches, les niveaux des indicateurs sont alors similaires dans les deux scénarios. Nous pouvons cependant nous demander comment auraient évolué les indicateurs si l'hypothèse selon laquelle les centrales IGCC ont les mêmes propriétés dynamiques que les centrales thermiques classiques n'avait pas été faite.



(a) **BASE** : production par type de centrales.

(b) **PV-OCE** : production par type de centrales.

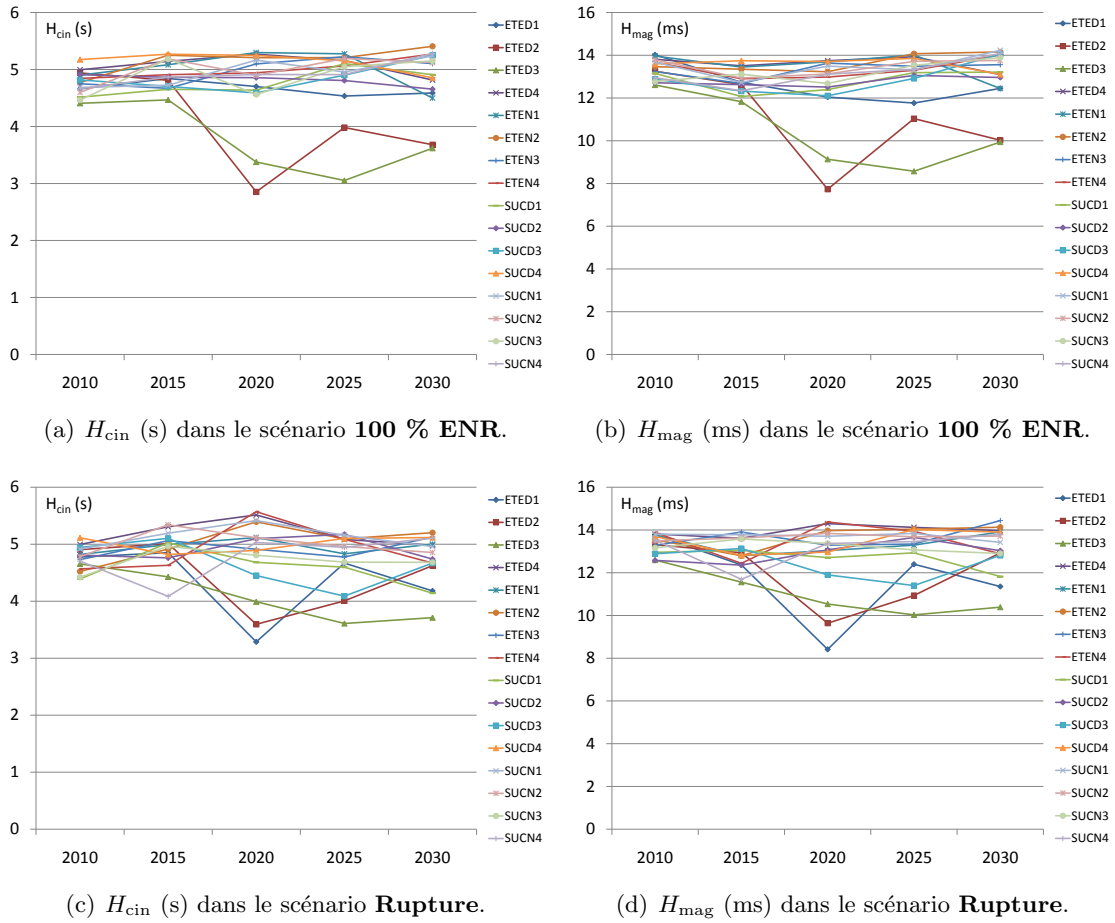
(c) H_{cin} (s).

(d) H_{mag} (ms).

Figure 3.16 – *Mix de production et indicateurs de fiabilité d'une journée de période sucrière (SUC) dans les scénarios **BASE** et **PV-OCE**. L'axe des abscisses représente les 24 heures d'une journée. Comme dans la figure 3.15, les figures (a) et (b) présentent la production d'électricité par type de centrales et non par combustibles, ce qui ne permet pas de distinguer entre la production à partir de charbon ou de bagasse pour les centrales charbon / bagasse par exemple.*

Fiabilité dans les scénarios 100 % ENR et Rupture

Nous présentons ici rapidement l'évaluation de la fiabilité dans les scénarios **100 % ENR** et **Rupture**. La figure (3.17) présente l'évolution des indicateurs. Dans les deux scénarios, la dispersion des valeurs prises par les indicateurs indiquent que le niveau de fiabilité est également dégradé par rapport au scénario **BASE** (cf. figures 3.14(a) et 3.14(b)). On constate également que les résultats sont assez proches de ceux obtenus avec **PV-OCE**, mais qu'on ne retrouve pas une perte de fiabilité aussi importante sur ETED3 (cf. figures 3.13(c), 3.13(d), 3.14(c) et 3.14(d)). En effet, ETED3 est la *timeslice* où la production intermittente est la plus importante dans **PV-OCE**, ce qui entraîne des niveaux d'indicateurs particulièrement préoccupants. Du fait de l'intégration d'énergies renouvelables différentes dans les scénarios **100 % ENR** et **Rupture**, la production intermittente y est plus faible et la fiabilité de fourniture attendue moins dégradée que dans **PV-OCE**.



(a) H_{cin} (s) dans le scénario **100 % ENR**.

(b) H_{mag} (ms) dans le scénario **100 % ENR**.

(c) H_{cin} (s) dans le scénario **Rupture**.

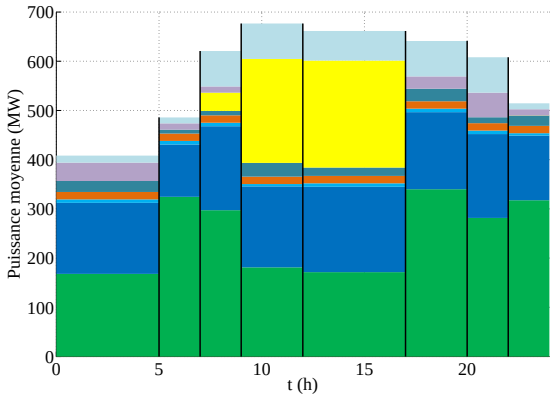
(d) H_{mag} (ms) dans le scénario **Rupture**.

Figure 3.17 – *H_{cin} et H_{mag} de l'ensemble des* timeslices *des scénarios **100 % ENR** (en haut) et **Rupture** (en bas).*

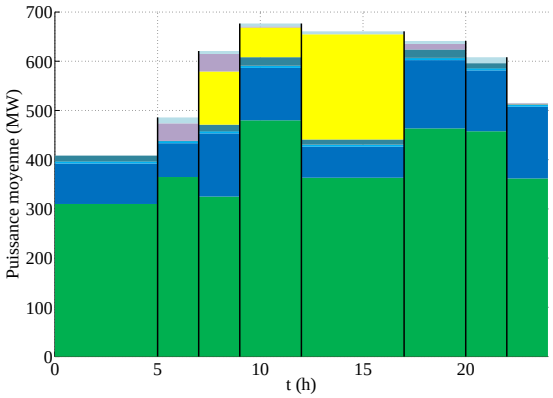
Les figures 3.18 et 3.19 présentent le mix de production et les indicateurs en 2030 pendant une journée d'été et une journée de la période sucrière respectivement.

La figure 3.18(a) confirme que les centrales à biomasse jouent un rôle important dans la production d'électricité en 2030 dans le scénario **100 % ENR**. La production intermittente étant plus faible dans ce scénario, les figures 3.18(c) et 3.18(d) montrent que les indicateurs H_{mag} et H_{cin} diminuent dans une moindre mesure et donc que le mix de production envisagé dégrade moins la fiabilité dans la journée. La figure 3.18(b) confirme que dans le scénario **Rupture**, la production à partir de biomasse, avec la filière 100 % canne-énergie, assure une part très importante de la production, si bien que les autres énergies renouvelables se développent moins. Les figures 3.18(c) et 3.18(d) indiquent que le scénario **Rupture** est un scénario vers l'autonomie énergétique permettant de garantir pratiquement les mêmes niveaux des indicateurs sur toutes les *timeslices*.

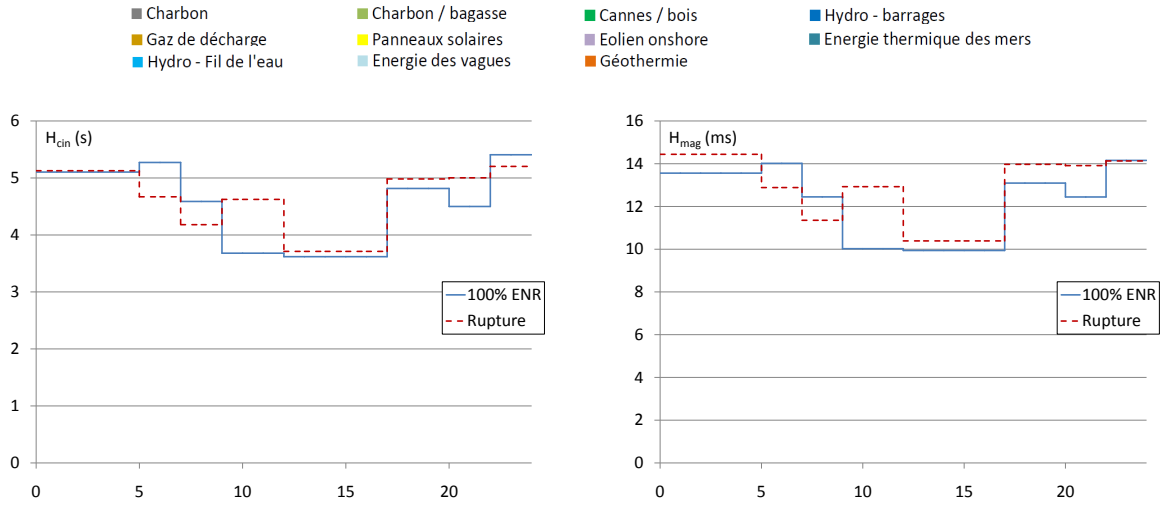
La figure 3.19 montre l'évolution des mix de production et des indicateurs en 2030 pendant la période sucrière. Les résultats obtenus sont similaires à ceux de la figure 3.16. Pendant la période sucrière, les mix de production reposant fortement sur les centrales à biomasse, les valeurs prises par les indicateurs sont proches pour l'ensemble des scénarios (y compris **BASE**). L'ensemble des *timeslices* de cette saison est moins préoccupant vis-à-vis de la



(a) **100 % ENR** : production par type de centrales.



(b) **Rupture** : production par type de centrales.

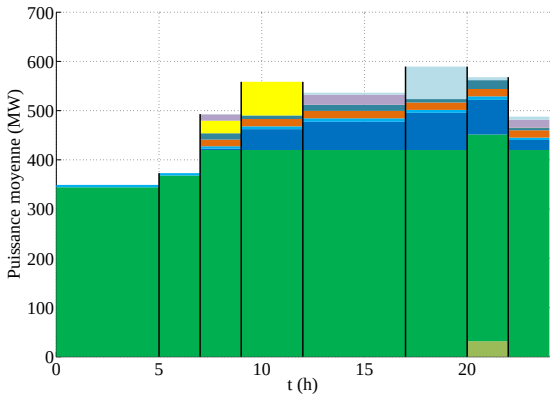


(c) H_{cin} (s).

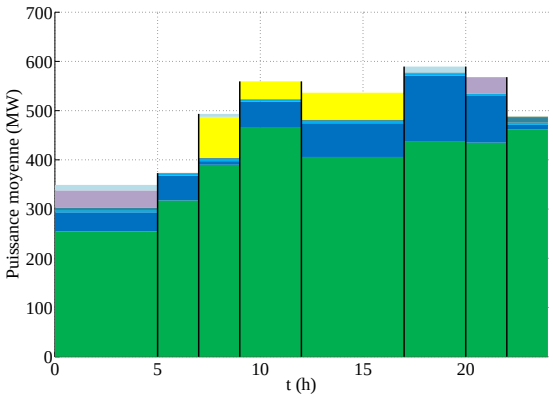
(d) H_{mag} (ms).

Figure 3.18 – *Mix de production et indicateurs de fiabilité d'une journée d'été (ETE) dans les scénarios* ***100 % ENR*** *et* ***Rupture****. L'axe des abscisses représente les 24 heures d'une journée.*

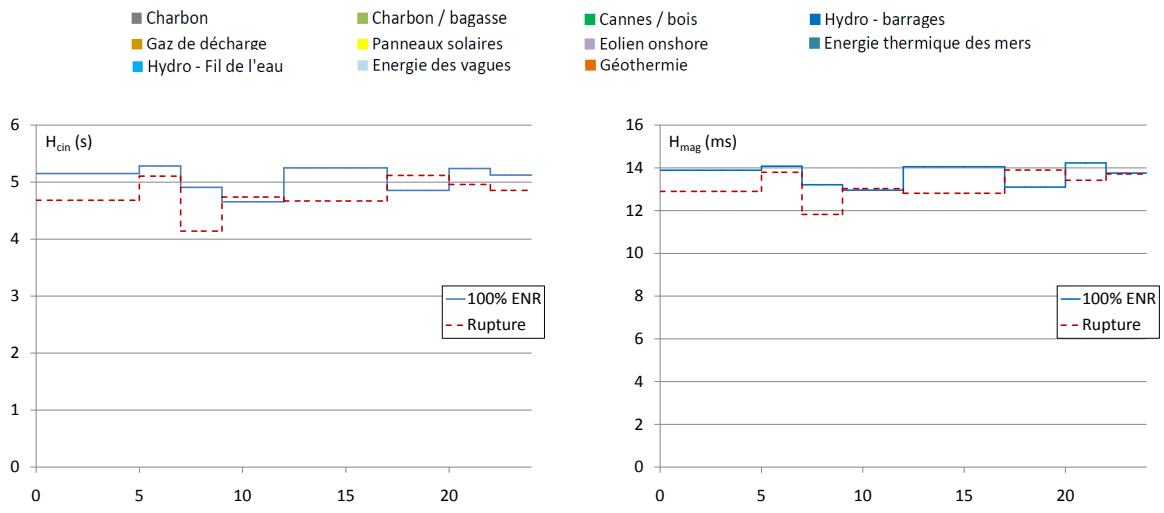
fiabilité. Pendant cette saison, les niveaux de production intermittente ne menacent pas la fiabilité.



(a) **100 % ENR** : production (MW).



(b) **Rupture** : production (MW).



(c) H_{cin} (s).

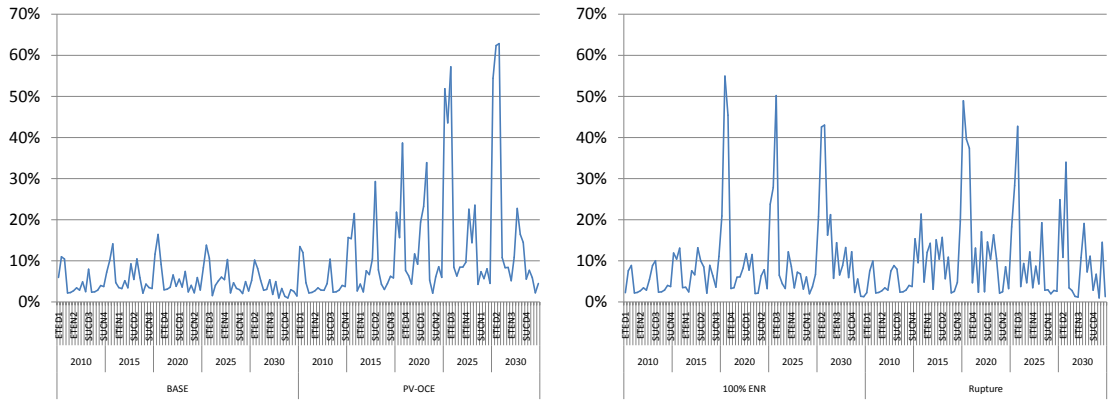
(d) H_{mag} (ms).

Figure 3.19 – *Mix de production et indicateurs de fiabilité d'une journée de période sucrière (SUC) des scénarios **100 % ENR** et **Rupture**. L'axe des abscisses représente les 24 heures d'une journée.*

3.3 Zoom sur l'intégration de la production intermittente

Dans la section précédente, nous avons pu remarquer que les niveaux des indicateurs sont particulièrement préoccupants pendant la journée, quand la production des énergies intermittentes, en particulier des panneaux photovoltaïques, est élevée (cf. figures 3.15 et 3.18). Nous nous intéressons ici à la relation entre les niveaux relatifs de production intermittente dans le mix et de nos indicateurs.

3.3.1 Place de la production intermittente



(a) Scénarios **BASE** et **PV-OCE**.

(b) Scénarios **100 % ENR** et **Rupture**.

Figure 3.20 – *Évolution de la part de la production intermittente par* timeslices.

La figure 3.20 présente la part de la production intermittente de l'ensemble des *timeslices* sur l'horizon d'étude pour les quatre scénarios précédents. Nous remarquons que pour les trois scénarios atteignant l'objectif d'autonomie énergétique en 2030, la part des énergies intermittentes dépasse à plusieurs reprises le seuil des 30 % dans la production d'électricité. La production intermittente augmente notamment en été pendant les *timeslices* ETED1, ETED2 et ETED3, lorsque la production photovoltaïque est importante.

Les résultats des scénarios **PV-OCE**, **100 % ENR** et **Rupture** représentent l'évolution du système électrique en fonction des potentiels estimés d'énergies renouvelables. La part des énergies intermittentes est alors importante dans la production, car nous nous sommes d'abord intéressés à l'impact des potentiels d'énergies renouvelables sur la production sans tenir compte de la contrainte d'exploitation limitant la production intermittente à 30 % de la puissance instantanée (cf. équation (3.2)). C'est pourquoi dans le scénario **PV-OCE**, où 700 MW de panneaux photovoltaïques sont installés en 2030, la part de la production intermittente peut atteindre jusqu'à 60 %.

La limite des 30 % correspond à la valeur de tolérance maximale recommandée par le gestionnaire du réseau local (EDF) afin que le système électrique soit piloté dans de bonnes conditions. Nous proposons d'intégrer cette règle dans le modèle de La Réunion afin d'évaluer comment elle permet de restaurer le niveau de fiabilité des systèmes sur le réseau étudié.

3.3.2 Scénarios alternatifs respectant la règle des 30 %

Nous élaborons deux scénarios alternatifs à **PV-OCE**, le scénario où le niveau de fiabilité est le plus dégradé, afin de limiter la part de la production intermittente à 30 % de la production instantanée. En pratique, nous contraignons la part de la production intermittente sur chaque *timeslice*, ce qui ne garantit pas qu'à l'intérieur d'une *timeslice* la part de la production intermittente ne soit pas supérieure à la limite fixée. Nous faisons cependant l'hypothèse que cette contrainte est une bonne approximation de la contrainte d'exploitation.

Les deux nouveaux scénarios alternatifs sont :

1. Le scénario **PV-OCE 30 %** : les potentiels d'énergies renouvelables et les capacités de panneaux solaires et d'énergies marines sont identiques à ceux du scénario **PV-OCE**. On a cependant limité à 30 % la part de la production des énergies intermittentes (panneaux photovoltaïques, éoliennes, énergies des vagues, centrales au fil de l'eau) sur chaque *timeslice*.
2. Dans le scénario **INT 30 %**, nous tenons compte de cette règle d'exploitation et anticipons également un déploiement plus faible des panneaux solaires. Le développement des panneaux solaires est fixé à 175 MW en 2020 et 260 MW en 2030. Après discussion avec les experts d'EDF, cette dernière hypothèse correspond à un développement de l'énergie solaire a priori plus cohérent avec la contrainte d'exploitation.

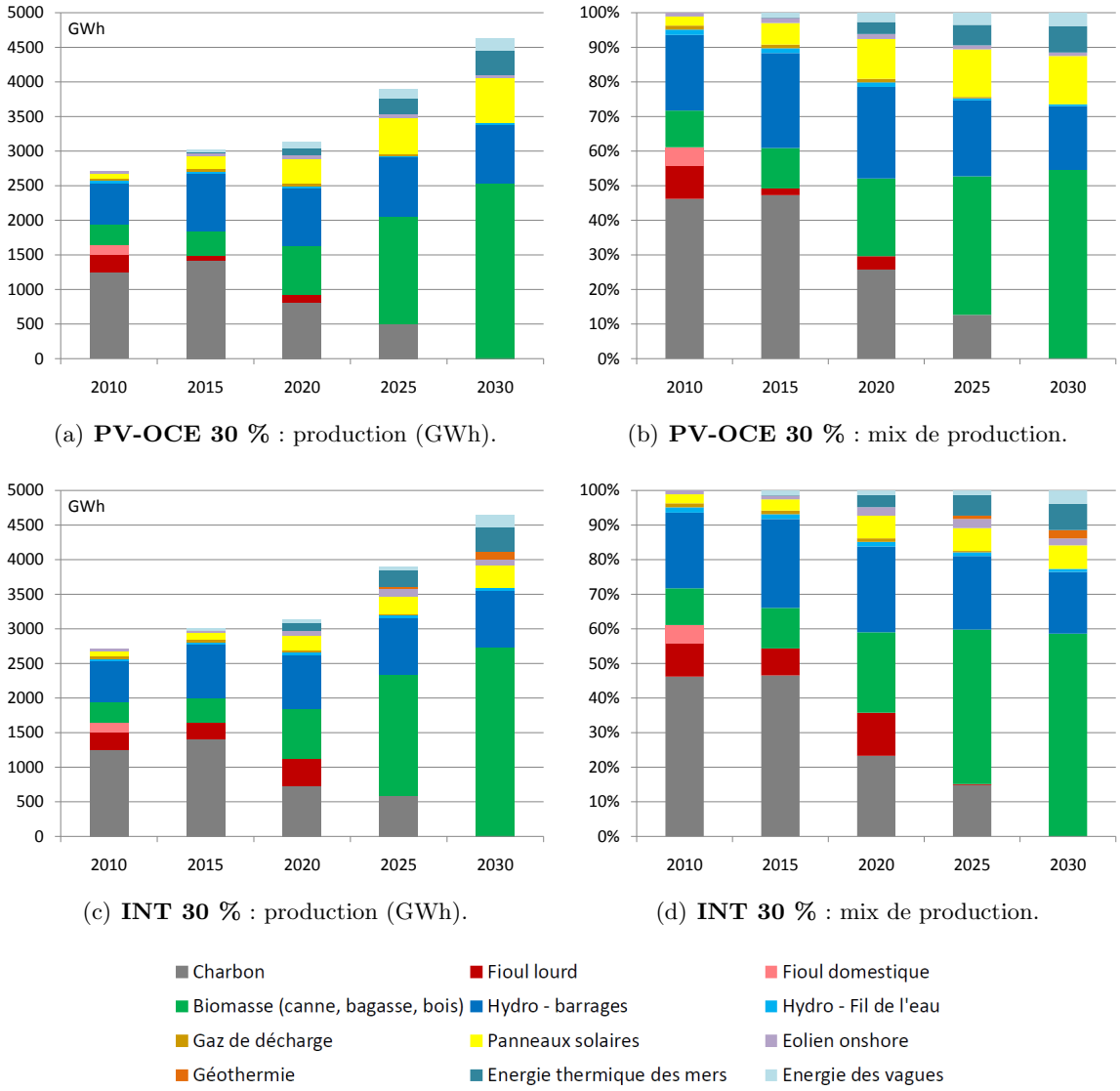
Dans les deux scénarios, nous avons conservé un développement élevé des énergies marines ($\geq$ 100 MW pour l'ETM et $\geq$ 50 MW pour l'énergie des vagues en 2030).

La figure 3.21 présente le mix de production des scénarios **PV-OCE 30 %** et **INT 30 %**. Par rapport au scénario **PV-OCE**, la production à partir de panneaux solaires est passée de 17 % en 2030, à 14 % dans **PV-OCE 30 %** et seulement 7 % dans **INT 30 %**. Dans le scénario **PV-OCE 30 %**, le déficit de production est comblé par une légère augmentation de la production à partir de biomasse qui atteint 55 %, contre un peu moins de 52 % dans **PV-OCE**. Dans le scénario **INT 30 %**, la production à partir de biomasse s'élève pratiquement à 60 % et la filière géothermique du site de Salazie se développe. On constate que les moyens de production se substituant aux panneaux photovoltaïques ne sont pas des moyens intermittents.

La figure 3.22 donne l'évolution de parc de production pour les deux variantes.

La structure du parc de production est quasiment inchangée dans le scénario **PV-OCE 30 %** par rapport au scénario **PV-OCE**. En effet, une analyse détaillée du parc de production montre que seules les capacités de centrales à biomasse (+ 25 MW) et de retenues d'eau (+ 5 MW) augmentent légèrement en 2030. Ainsi l'application de la règle des 30 % n'engendre pas de grandes modifications du parc de production.

La structure du parc du scénario **INT 30 %** est très différente puisque le développement des panneaux solaires y est limité. Le niveau des capacités installées se rapproche alors des niveaux des scénarios **100 % ENR** et **Rupture** (cf. figure 3.6). Le parc de production évolue en effet en s'appuyant sur un recours plus important aux capacités thermiques de base (+ 35 MW de centrales à charbon dès 2015 et + 50 MW de centrales à biomasse dès 2025). Nous pouvons aussi noter le développement d'éoliennes ($\approx$ 40 MW) et d'une unité de



(a) **PV-OCE 30 %** : production (GWh).

(b) **PV-OCE 30 %** : mix de production.

(c) **INT 30 %** : production (GWh).

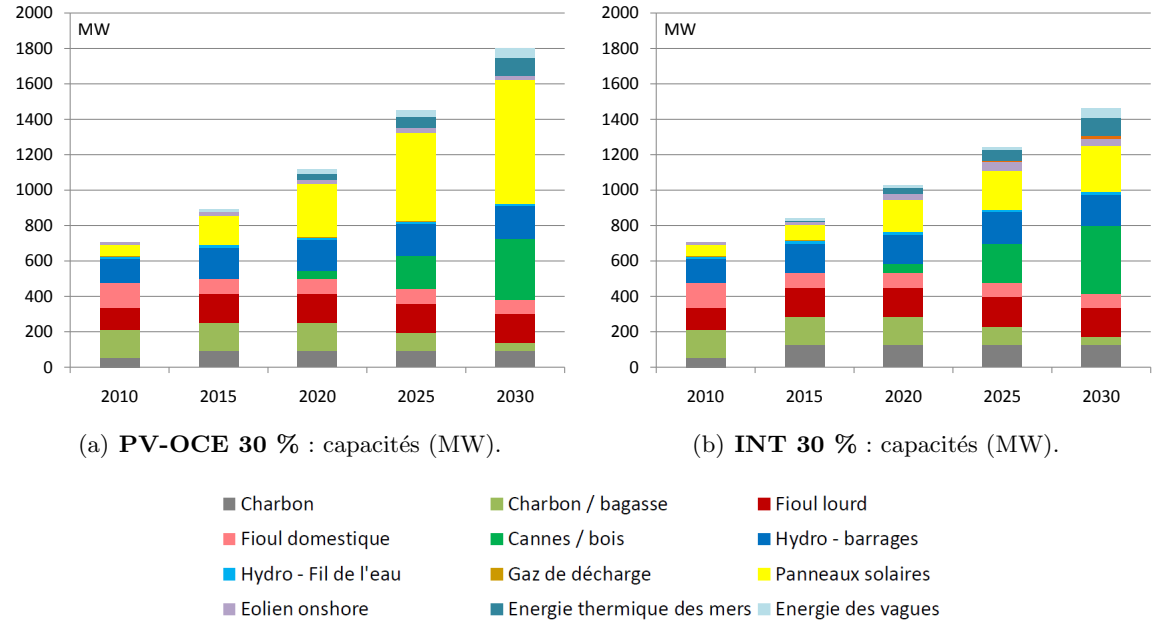
(d) **INT 30 %** : mix de production.

Figure 3.21 – *Production d'électricité des scénarios **BASE** et **PV-OCE**.*

géothermie (15 MW) : le système de production se diversifie pour compenser la diminution des capacités de panneaux solaires.

Les consommations de charbon et de biomasse données par la figure 3.23 n'évoluent pas de façon différenciée par rapport au scénario **PV-OCE**. Nous pouvons tout de même remarquer que la filière bois se développe légèrement plus dans le scénario **INT 30 %**, ce qui corrobore le fait que des centrales à biomasse supplémentaires sont installées dans ce scénario.

La figure 3.24 présente la part de la production intermittente des scénarios **PV-OCE 30 %** et **INT 30 %**. Nous pouvons vérifier que la limite des 30 % est bien respectée dans les deux scénarios. Nous remarquons également que la production intermittente dans **PV-OCE 30 %** est écrêtée par rapport à **PV-OCE** et que la production intermittente excédentaire est reportée sur les *timeslices* de la période sucrière, ce qui correspond à une gestion plus réaliste de la production photovoltaïque. La production photovoltaïque est désormais répartie



(a) **PV-OCE 30 %** : capacités (MW).

(b) **INT 30 %** : capacités (MW).

Figure 3.22 – *Capacités installées des scénarios **PV-OCE 30 %** et **INT 30 %**.*

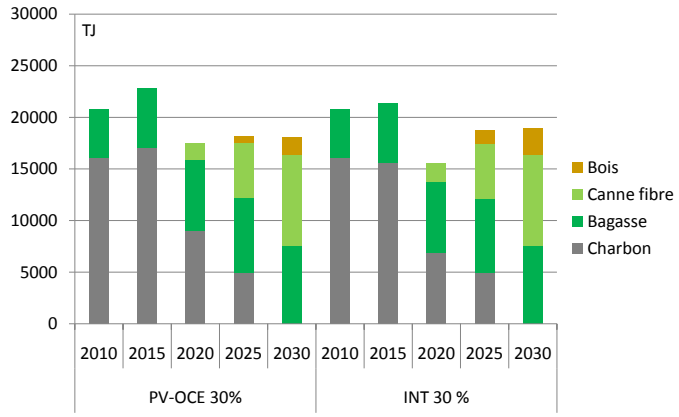


Figure 3.23 – *Consommation de charbon et de biomasse du système électrique des scénarios **PV-OCE 30 %** et **INT 30 %**.*

équitablement entre les deux saisons (cf. aussi les figures 3.26(a) et 3.27(a)), ce qui n'était pas le cas dans le scénario **PV-OCE** où la production photovoltaïque était principalement mobilisée en été pour faire face à la faible ressource en biomasse.

La part de la production intermittente est moins importante dans le scénario **INT 30 %**. En effet, les investissements consentis dans les panneaux photovoltaïques étant plus faibles, ils sont remplacés par des énergies renouvelables non intermittentes. Le tableau 3.11 permet de vérifier que la part annuelle de la production intermittente diminue fortement dans ce dernier scénario, tandis qu'elle reste relativement importante dans **PV-OCE 30 %**.

Enfin, le tableau 3.12 compare la variation du coût total actualisé pour les variantes du scénario **PV-OCE** par rapport au scénario **BASE**. Le scénario **PV-OCE 30 %** présente un coût proche de **PV-OCE**. Il s'agit encore d'un développement coûteux du système de

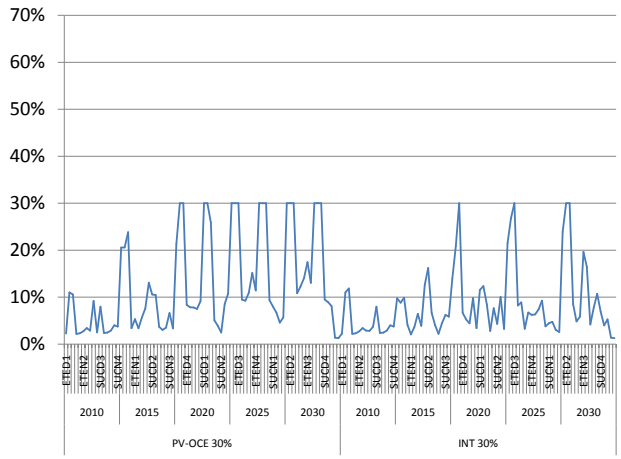


Figure 3.24 – *Évolution de la production intermittente dans* ***PV-OCE 30 %*** *et* ***INT 30 %****.*

	2010	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
PV-OCE	5,25	10,50	16,97	21,57	22,83
PV-OCE 30 %	5,25	10,50	16,97	19,03	19,37
INT 30 %	5,25	7,08	11,71	11,66	13,56

Table 3.11 – *Part annuelle (en %) de la production intermittente dans le mix de production.*

production d'électricité, car les deux scénarios encouragent une forte expansion des énergies solaire et marine, dont les unités de production sont onéreuses. À l'inverse, le scénario **INT 30 %** est plus compétitif puisque les panneaux solaires sont remplacés par des moyens de production moins coûteux.

	BASE	**PV-OCE**	**PV-OCE 30 %**	**INT 30 %**
Fonction objectif (M€)	860,2	1 065,2	1 075,4	967,6
Variation	1	1,24	1,25	1,12

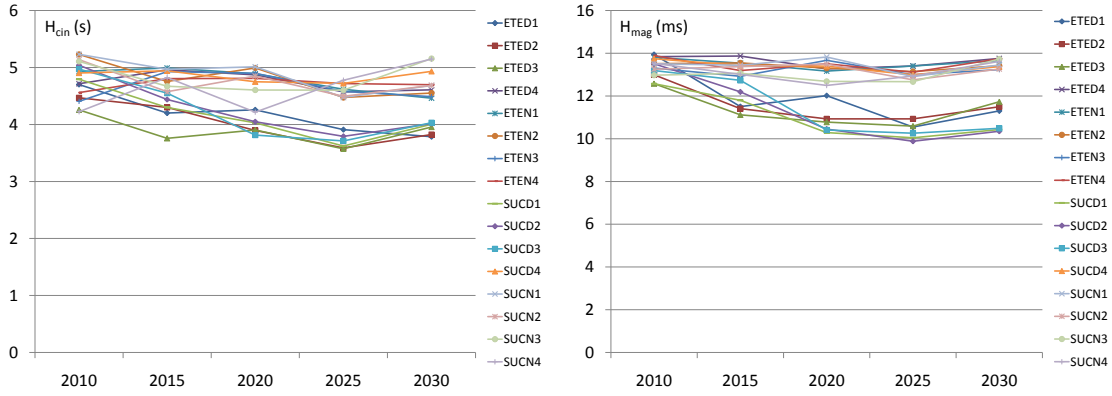
Table 3.12 – *Variation de la fonction objectif des scénarios alternatifs.*

3.3.3 Restauration de la fiabilité du système

Nous présentons désormais les indicateurs H_{mag} et H_{cin} de **PV-OCE 30 %** et **INT 30 %**. Les résultats de la figure 3.25 montrent les valeurs des indicateurs sur chaque *timeslice*.

La comparaison des figures 3.25(a) et 3.25(b) avec les figures 3.14(c) et 3.14(d) démontre que la limite des 30 % permet de relever les niveaux des indicateurs. Limiter la production intermittente à 30 % de la production par *timeslice* dans **PV-OCE 30 %** constitue ainsi une solution efficace pour maintenir la fiabilité du système électrique du scénario **PV-OCE**. On peut remarquer l'émergence de *deux* tendances d'évolution des indicateurs dans ce scénario :

- un niveau supérieur où $H_{\text{cin}} \approx 4,8$ s et $H_{\text{mag}} \approx 13,5$ ms : ces valeurs correspondent aux *timeslices* où la part de la production intermittente est faible, et sont les mêmes que celles prises dans le scénario **PV-OCE** ;
- un niveau inférieur où $H_{\text{cin}} \approx 4$ s et $H_{\text{mag}} \approx 11$ ms : ces valeurs correspondent aux



(a) H_{cin} (s) dans le scénario **PV-OCE 30 %**.

(b) H_{mag} (ms) dans le scénario **PV-OCE 30 %**.

(c) H_{cin} (s) dans le scénario **INT 30 %**.

(d) H_{mag} (ms) dans le scénario **INT 30 %**.

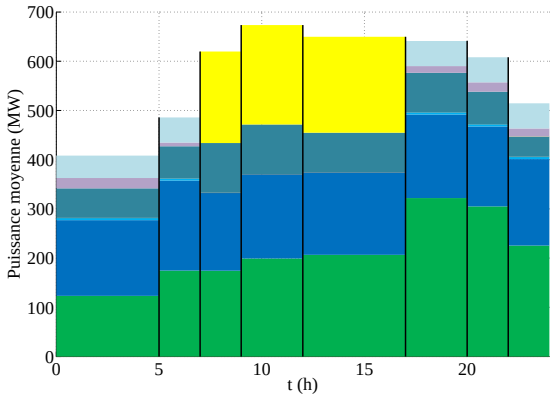
Figure 3.25 – *H_{cin} et H_{mag} des* timeslices *de **PV-OCE 30 %** (en haut) et **INT 30 %** (en bas).*

timeslices où la part de la production intermittente est élevée (notamment ETED1, ETED2 et ETED3). Pour ces *timeslices*, la comparaison avec les valeurs prises dans **PV-OCE** est édifiante : la limite des 30 % redresse efficacement les valeurs des indicateurs.

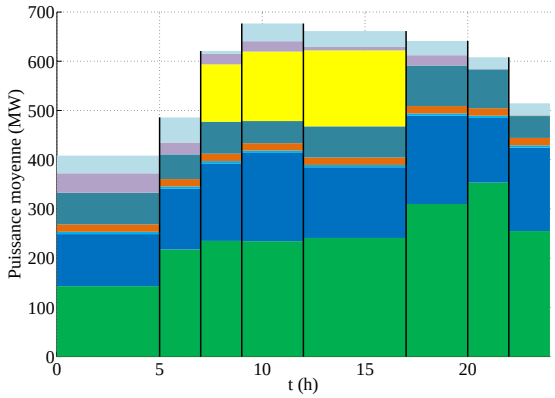
Les figures 3.25(c) et 3.25(d) présentent les indicateurs du scénario **INT 30 %**. Les valeurs prises par les indicateurs sont moins dispersées que dans l'ensemble des autres scénarios. De plus, sur les *timeslices* de la journée, les valeurs des indicateurs sont plus élevées dans **INT 30 %** que dans **PV-OCE**, ce qui confirme que lorsque la part de la production intermittente diminue, la fiabilité est moins dégradée.

Les figures 3.26 et 3.27 présentent la production par type de centrales et les indicateurs des deux scénarios pour une journée d'été et une journée de période sucrière. Sur les quatre sous-figures présentant H_{mag} et H_{cin}, nous avons ajouté les valeurs prises dans le scénario **PV-OCE** afin de mettre en évidence l'impact de la règle des 30 % sur les indicateurs.

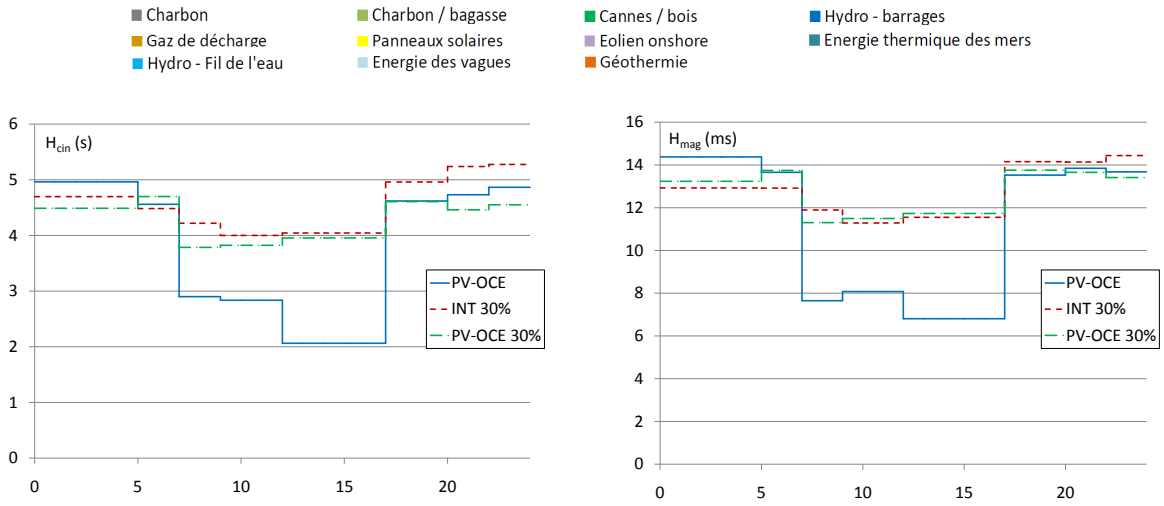
Sur la figure 3.26, on observe que les indicateurs augmentent considérablement dans la journée en été par rapport au scénario initial **PV-OCE** : c'est pour les *timeslices* ETED1, ETED2 et ETED3 que la production intermittente diminue. Ainsi, nous constatons que sans opérer de grands changements dans les caractéristiques annuelles de la production (cf. figures 3.5 et 3.21), une limitation de la part de la production intermittente permet de restaurer



(a) **PV-OCE 30 %** : production par type de centrales.



(b) **INT 30 %** : production par type de centrales.



(c) H_{cin} (s).

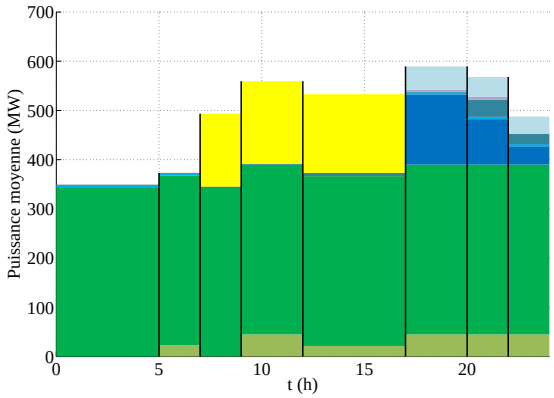
(d) H_{mag} (ms).

Figure 3.26 – *Mix de production et indicateurs de fiabilité d'une journée d'été (ETE) des scénarios* ***PV-OCE 30 %*** *et* ***INT 30 %****. L'axe des abscisses représente les 24 heures d'une journée.*

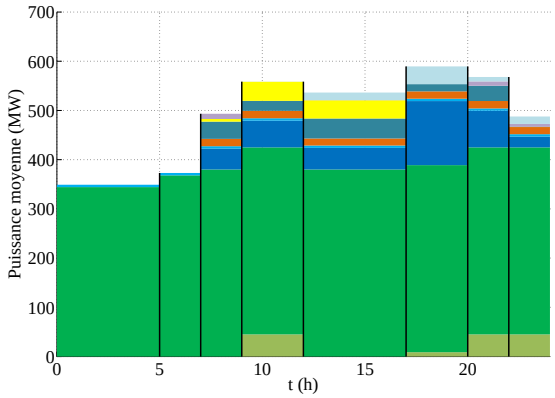
le niveau de fiabilité du système électrique. Les valeurs prises par les indicateurs sont alors homogènes sur l'ensemble des *timeslices*. Ces résultats montrent que la limite fixée par le régulateur permet de garantir la fiabilité du système, en particulier dans le scénario **PV-OCE 30 %**, où les capacités de panneaux photovoltaïques sont importantes.

Nous pouvons également remarquer que les indicateurs diminuent en dehors de ETED1, ETED2 et ETED3, avec la production des centrales à biomasse. En effet, la production à partir de biomasse est plus importante sur ETED1, ETED2 et ETED3 dans **PV-OCE 30 %** et **INT 30 %** que dans **PV-OCE**, il y a donc moins de biomasse disponible pour la production sur les autres *timeslices* (principalement la nuit), ce qui augmente la part de la production intermittente.

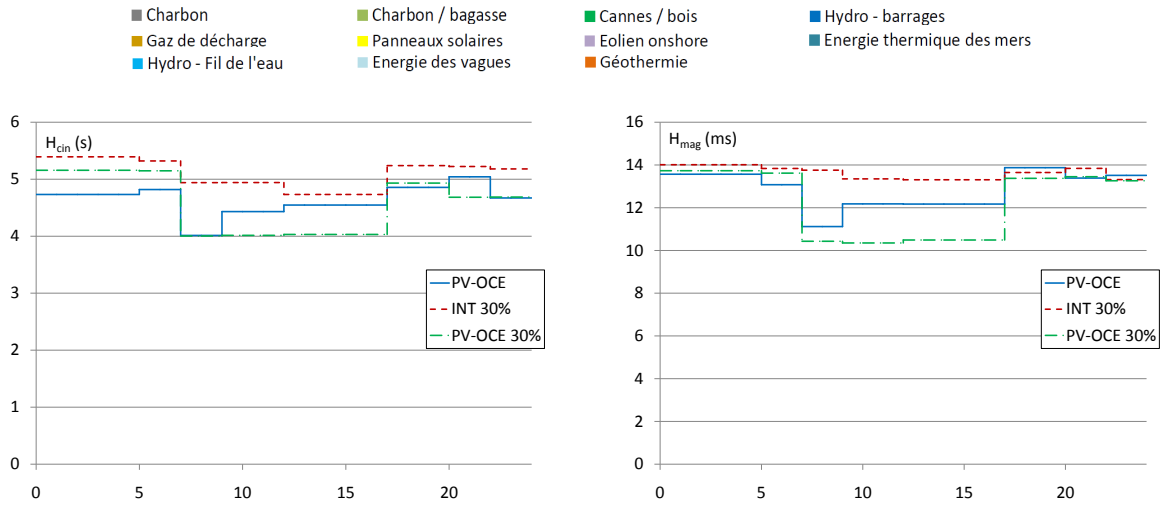
La figure 3.27 présente une baisse des valeurs des indicateurs dans le scénario **PV-OCE 30 %**. La production des panneaux photovoltaïques est plus importante en période sucrière dans ce scénario, de sorte que les niveaux des indicateurs diminuent. Les valeurs de H_{cin} et H_{mag} restent cependant supérieures aux niveaux observés en été.



(a) **PV-OCE 30 %** : production par type de centrales.



(b) **INT 30 %** : production par type de centrales.



(c) H_{cin} (s).

(d) H_{mag} (ms).

Figure 3.27 – *Mix de production et indicateurs de fiabilité en période sucrière (SUC) des scénarios* ***PV-OCE 30 %*** *et* ***INT 30 %****. L'axe des abscisses représente les 24 heures d'une journée.*

Dans le scénario **INT 30 %**, la production d'électricité repose moins sur la production intermittente en période sucrière car les capacités installées sont plus diversifiées. Les figures 3.27(c) et 3.27(d) présentent alors des indicateurs plus élevés pour ce scénario.

Remarques sur la production des panneaux photovoltaïques

La production photovoltaïque est un élément clef des futurs systèmes électriques de l'île de La Réunion. Dans les différentes simulations que nous avons effectuées, l'énergie produite annuellement à partir des panneaux photovoltaïques correspond bien au produit de la capacité installée par le nombre d'heures équivalent pleine puissance des panneaux. Cependant, les choix qui ont été faits pour modéliser cette énergie ont conduit dans la plupart des scénarios a un déséquilibre de la production des panneaux photovoltaïques entre la période sucrière et l'été. Le modèle a en effet la possibilité d'affecter la production photovoltaïque majoritairement en été, période où moins de biomasse est disponible pour la production d'électricité (la

biomasse est principalement disponible en période sucrière lorsque la production de sucre fournit de la bagasse aux centrales thermiques). Une modélisation plus fine du potentiel solaire de La Réunion permettrait de corriger cet écart de façon à rendre la production photovoltaïque plus équilibrée entre les deux saisons et d'affiner les valeurs des indicateurs.

Par ailleurs, une analyse détaillée de la production à partir des panneaux photovoltaïques de **PV-OCE 30 %** montre que les capacités installées en 2030 dans ce scénario (700 MW) sont trop élevées par rapport à la limite d'exploitation de 30 %. Les panneaux photovoltaïques ne sont pas utilisés au maximum de leur disponibilité et on peut montrer l'existence de 100 MW de panneaux photovoltaïques inutilisés dans ce scénario.

Ces deux remarques soulèvent certaines faiblesses de l'exercice de modélisation prospective présenté dans ce chapitre. Néanmoins, malgré les limites de notre modèle, l'ensemble des résultats conduit à des mix de production plausibles pour certaines journées d'été ou de la période sucrière dans les différents scénarios, et à une comparaison efficace de la fiabilité des différents systèmes électriques proposés par le modèle.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons démontré l'intérêt des indicateurs de fiabilité avec l'exemple de l'île de La Réunion. Nous avons pu évaluer l'évolution des indicateurs sur l'horizon étudié à partir des résultats du modèle TIMES de La Réunion. L'étude montre qu'en 2030 les mix de production reposant sur 100 % d'énergies renouvelables procurent des niveaux de réserves plus faibles que dans le scénario tendanciel **BASE**. En particulier, les niveaux de réserves sont préoccupants pendant la journée, surtout l'été, lorsque les sources intermittentes peuvent représenter jusqu'à deux tiers de la production d'électricité : par exemple, dans le scénario **PV-OCE**, les indicateurs H_{cin} et H_{mag} sont divisés par plus de deux par rapport aux niveaux actuels sur la *timeslice* ETED3 (cf. figures 3.13(c) et 3.13(d)).

La transition vers l'autonomie énergétique de La Réunion doit donc se faire avec précaution pour garantir la fiabilité du système. Les indicateurs de fiabilité montrent en effet que les différents scénarios envisagés vers l'autonomie énergétique ne sont pas équivalents vis-à-vis du niveau de fiabilité, et que leur évaluation est nécessaire pour guider les choix technologiques vers les mix de production garantissant la fiabilité de fourniture.

Finalement, nous avons montré qu'il est possible de *restaurer* la fiabilité du système en intégrant au modèle la contrainte d'exploitation limitant la production intermittente à 30 % de la production d'électricité. L'analyse de la relation entre la production intermittente et la fiabilité montre que cette règle d'exploitation est un levier significatif dans le maintien d'un niveau satisfaisant de fiabilité. Il serait également intéressant de poursuivre notre analyse en étudiant si le développement de moyens de stockage contribue à restaurer la fiabilité du système, et donc si le stockage constitue un second levier pertinent dans le maintien de la fiabilité.

Conclusion

À l'issue de ce travail, nous disposons d'une méthode permettant d'évaluer la fiabilité de fourniture des systèmes électriques sur le long terme. Les propriétés dynamiques des futurs systèmes sont déterminées à l'aide de deux indicateurs de fiabilité H_{mag} et H_{cin} dont l'élaboration constitue le résultat principal de nos travaux. Le raisonnement permettant d'aboutir à ces indicateurs s'est appuyé sur les trois étapes suivantes.

Dans un premier temps, nous avons constaté que l'organisation des systèmes électriques est en mutation, avec notamment l'émergence de nouveaux moyens et schémas de production. Or, les outils de modélisation prospective, nécessaires à l'anticipation des futures options de développement, sont inopérants pour évaluer la fiabilité des futurs systèmes électriques et risquent d'aboutir à des solutions irréalistes du point de vue de la fiabilité. Ce constat souligne l'intérêt d'outils permettant d'évaluer la fiabilité sur le long terme, de façon à restreindre les résultats des exercices prospectifs aux solutions techniquement réalisables.

Dans un deuxième temps, nous avons mis au point une méthode permettant d'étudier le comportement dynamique d'un système électrique. Cette méthode applique les principes thermodynamiques pour décrire les échanges de puissance d'un système électrique de façon agrégée. La fiabilité d'un système électrique, *i.e.* sa capacité à faire face à un incident, est déterminée à partir des stocks d'énergies magnétique et cinétique dont les niveaux doivent procurer suffisamment d'inertie au système. Le point fort de cette approche est de s'appuyer uniquement sur la connaissance des moyens de production, transport et consommation pour évaluer la fiabilité de l'exploitation, ce qui rend l'approche compatible avec les résultats d'exercices prospectifs.

Dans un troisième temps, nous avons élaboré les indicateurs de fiabilité H_{mag} et H_{cin} reflétant respectivement les niveaux de réserves magnétique et cinétique d'un système électrique complexe. Les valeurs des deux indicateurs sont évaluées directement en sortie des exercices prospectifs du modèle TIMES, ce qui permet de déterminer facilement si les systèmes électriques proposés sont réalistes du point de vue de la fiabilité de fourniture.

L'intérêt des indicateurs de fiabilité a pu être démontré avec l'exemple de l'île de La Réunion. En effet, les valeurs prises par les indicateurs diffèrent selon les scénarios étudiés, indiquant que les systèmes électriques des scénarios assurant l'autonomie énergétique ne garantissent pas des niveaux de réserves suffisants pour maintenir le niveau de fiabilité actuel. Ces résultats ne s'opposent pas à une intégration massive d'énergies renouvelables sur les futurs systèmes électriques mais appellent à engager la transition du secteur électrique avec précaution. Si les mix de production envisagés ne permettaient pas d'assurer une fiabilité de fourniture suffisante, il serait alors nécessaire soit de prévoir un surcoût lié à l'installation d'éléments participant aux réserves magnétique et cinétique (volants d'inertie, moyens de secours), soit d'accepter une perte de fiabilité (pannes plus fréquentes).

À notre connaissance, cet aspect est largement ignoré des exercices prospectifs classiques, et il est satisfaisant au terme de cette étude de proposer une méthode permettant de quantifier le niveau de fiabilité des futurs systèmes électriques. Ce travail présente néanmoins certaines limites et pourrait être avantageusement exploité en considérant les pistes de recherche et d'amélioration suivantes.

Il serait intéressant de confronter le comportement dynamique donné par le circuit à une maille avec celui procuré par les modèles utilisés par les gestionnaires de réseaux électriques. Notre idée est de comparer les niveaux de réserves magnétique et cinétique nécessaires au maintien de la fréquence et du plan de tension, ainsi que leur évolution pendant les différents réglages du courant d'excitation I_{exc} et de la mise en route de la production additionnelle $P_{méca\text{-}ext}$, après une fluctuation de charges.

L'analyse menée à partir de l'approche thermodynamique pourrait être étendue à une étude plus complète des systèmes électriques, en tenant compte notamment de la production décentralisée. Pour cela, il faudrait construire un circuit à une maille où les deux actionneurs de la figure 2.1 fourniraient de la puissance mécanique, alors qu'en première approximation nous avons différencié la puissance mécanique fournie par la production (Θ_1) de la puissance électrique consommée (Θ_2). Il serait également possible d'analyser différentes topologies de systèmes électriques en jouant sur les paramètres relatifs au système de transport.

La mise en œuvre des indicateurs de fiabilité avec le système de La Réunion s'est heurtée à un manque de données. En effet, une série d'hypothèses a dû être faite pour attribuer des paramètres dynamiques plausibles à l'ensemble des moyens de production. L'évaluation des indicateurs gagnerait cependant en précision si nous disposions de tables de données pour les futures centrales électriques.

Nous avons attribué aux moyens de production raccordés au réseau par électronique de puissance (panneaux photovoltaïques, éoliennes, énergies des vagues) les valeurs caractéristiques des unités actuelles. Ces valeurs permettent d'évaluer H_{mag} et H_{cin} en première approximation. En réalité, d'importants efforts de recherche sont menés afin que ces unités soient plus robustes face aux incidents du réseau, voire qu'elles puissent participer aux *services système*. Une étude plus approfondie des développements en cours permettrait de corriger si nécessaire les caractéristiques dynamiques de ces moyens de production et ainsi d'affiner les valeurs des indicateurs sur le long terme.

Enfin, l'exercice de modélisation prospective du secteur électrique de La Réunion a été très utile pour illustrer le rôle des indicateurs de fiabilité, mais il pourrait être amélioré en tenant

compte de façon plus précise des enjeux de l'ensemble du secteur électrique. En particulier, l'implantation de technologies de stockage et le développement de modes de consommation concertés pourraient être intégrées au modèle, ce qui permettrait d'obtenir des résultats plus précis. La fiabilité de fourniture électrique des résultats serait de la même façon étudiée a posteriori et permettrait de restreindre les systèmes électriques à ceux assurant un niveau suffisant de fiabilité. En réalité, une étude plus complète des enjeux du secteur électrique dépasse le cadre de l'île de La Réunion : il serait donc intéressant d'élargir le champ d'investigation des indicateurs à des exercices de modélisation prospective plus complets et plus représentatifs des mutations possibles de l'ensemble du secteur électrique.

Valorisation des travaux

Les réserves d'énergies magnétique et cinétique mises en évidence dans le chapitre 2 peuvent être utilisées pour estimer la stabilité d'un système électrique en temps réel. Cette possibilité est décrite dans la demande de brevet déposée le 2 décembre 2011 sous le numéro FR 11 61087 concernant un procédé d'estimation de la stabilité d'un système électrique et dont les inventeurs sont Nadia Maïzi, Mathilde Drouineau et Vincent Mazauric. L'invention décrit un procédé de gestion d'un système électrique s'appuyant sur une étape d'estimation d'au moins un paramètre de stabilité du système électrique basé sur les réserves d'énergie magnétique et/ou cinétique qu'il accumule.

Ces travaux de recherche ont par ailleurs fait l'objet de plusieurs communications.

Communications internationales

1. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI, Edi ASSOUMOU and Vincent MAZAURIC, "A TIMES model of the Reunion Island for analysing the reliability of electricity supply", *International Energy Workshop (IEW)*, Stanford, USA, July 5-8, 2011 ;
2. Nadia MAÏZI, Mathilde DROUINEAU, Edi ASSOUMOU and Vincent MAZAURIC, "Flexibility and reliability in long-term planning exercises dedicated to the electricity sector", *XXI^{e} World Energy Congress*, Montreal, Canada, September 12-16, 2010 ;
   – http ://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/363.pdf
3. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI and Vincent MAZAURIC, "Optimization of future power systems focusing on reliability of supply", *2nd International Conference on Engineering Optimization (ENGOPT)*, Lisbon, Portugal, September 6-9, 2010 ;
   – http ://lemac1.dem.ist.utl.pt/engopt2010/Book_and_CD/Papers_CD_Final_Version/pdf/16/01330-01.pdf
4. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI and Vincent MAZAURIC, "Optimization of future power systems focusing on reliability of supply", *24th European Conference on Operational Research, EURO Conference*, Lisbon, Portugal, July 11-14, 2010 ;
5. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI, Edi ASSOUMOU and Vincent MAZAURIC, "TIMES model for the Reunion Island : addressing reliability of electricity supply", *International Energy Workshop (IEW)*, Stockholm, Sweden, June 21-23, 2010 ;
   – http ://hal-ensmp.archives-ouvertes.fr/docs/00/50/86/05/PDF/Drouineau_maizi_assoumou_mazauric_IEW_2010_paper.pdf
6. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI, Edi ASSOUMOU and Vincent MAZAURIC, "The cost of reliability of supply in future power systems", *33rd IAEE International Conference "The Future of Energy : Global Challenges, Diverse Solutions"*, Rio de Janeiro, Brazil, June 6-9, 2010 ;
   – http ://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/50/87/36/PDF/33IAEE_1074_201006010334iaee_cost_final.pdf

7. Mathilde DROUINEAU, Vincent MAZAURIC, Edi ASSOUMOU and Nadia MAÏZI, "Long term planning tools and reliability needs : focusing on the Reunion Island", *33rd IAEE International Conference "The Future of Energy : Global Challenges, Diverse Solutions"*, Rio de Janeiro, Brazil, June 6-9, 2010 ;
   – http ://hal-ensmp.archives-ouvertes.fr/docs/00/50/87/42/PDF/Drouineau_IAEE_Reunion_final.pdf
8. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI, Edi ASSOUMOU and Vincent MAZAURIC, "Reliability in future electricity mix : the question of distributed and renewables sources", *10th IAEE European Conference "Energy, Policies and Technologies for Sustainable Economies"*, Vienna, Austria, September 7-10, 2009 ;
   – http ://www.aaee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_447_Drouineau_Mathilde_3-Sep-2009,%2015 :33.pdf
9. Mathilde DROUINEAU, Vincent MAZAURIC, Nadia MAÏZI and Edi ASSOUMOU, "Minimizing electrical losses in long-term power planning", *23rd Conference on Operational Research, EURO Conference*, Bonn, Germany, July 5-8, 2009 ;
10. Nadia MAÏZI, Vincent MAZAURIC, Edi ASSOUMOU and Mathilde DROUINEAU, "Long-term planning and the sustainable power system : a focus on flexibility needs and network reliability", *IEEE Power System Conference and Exhibition, PSCE 2009 "The next generation grid"*, Seattle, Washington, USA, March 15-18, 2009 ;
   – http ://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp ?arnumber=4840176
11. Mathilde DROUINEAU, "Integrating reliability constraints on power systems in long term planning tools", *Semi-annual ETSAP Workshop*, Sophia Antipolis, France, 15-17 december 2008 ;
12. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI, Edi ASSOUMOU and Vincent MAZAURIC, "Assessing power supply quality for upcoming generation shares", *3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, Nice, France, 10-12 december 2008 ;
13. Mathilde DROUINEAU, Vincent MAZAURIC, Edi ASSOUMOU and Nadia MAÏZI, "Network reliability assessment towards long-term planning", *Energy 2030 Conference, 2008, Energy 2008, IEEE*, Atlanta, GA, USA, November 17-18, 2008.
   – http ://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp ?arnumber=4781024

Communications nationales

1. Mathilde DROUINEAU, Vincent MAZAURIC, Edi ASSOUMOU et Nadia MAÏZI, "Plausibilité des scénarios électriques face aux impératifs de fiabilité", *Journée de la Chaire Modélisation prospective au service du développement durable*, CIRED, Paris, 11 octobre 2011 ;
2. Mathilde DROUINEAU, "Qualité et fiabilité de la fourniture électrique : approche prospective pour l'île de La Réunion", *Journée de la Chaire Modélisation prospective au service du développement durable*, MINES ParisTech, Paris, 17 novembre 2010 ;
3. Mathilde DROUINEAU, "Modélisation du système électrique de l'île de La Réunion avec TIMES", Colloque "L'énergie par ses externalités" organisé à l'occasion des 10 ans du Mastère OSE (Optimisation des Systèmes Énergétiques), Ajaccio et Corte, Corse, 5-7 mai 2010 ;
4. Mathilde DROUINEAU, Nadia MAÏZI, Edi ASSOUMOU et Vincent MAZAURIC, "Fiabilité des systèmes électriques et modélisation prospective", *Séminaire "Energie et Développement Durable"*, CERESUR, Université de La Réunion, 30 novembre 2009.

ANNEXE A

Liste des principaux acronymes

AIE	Agence Internationale de l'Énergie
ARER	Agence Régionale de l'Énergie Réunion
BRGM	Bureau de Recherches Géolotiques et Minières
BT	Basse Tension
CCS	Carbon Capture and Storage
CEREN	Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
DCNS	Direction des Constructions Navales, Systèmes et services
DICE	Dynamic Integrated model of Climate and Economy
EDF	Électricité de France
ENR	Énergies Renouvelables
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPR	European Pressurized Reactor
eRcane	Centre d'essai et de recherche sur la canne, Réunion, ex-CERF
ETM	Energie Thermique des Mers
ETP	Energy Technology Perspectives
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
EU-MENA	European Union – Middle East and North Africa
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GEP	Generation Expansion Planning
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
GRT	Gestionnaires des Réseaux de Transport
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
LOLP	Loss of Load Probability

MARKAL	MARKet Allocation
MDE	Maîtrise de la Demande en Énergie
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NPV	Net Prevent Value
NTIC	Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économique
PETREL	Plan Économique de Transition et de Relance via des Énergies 100% Locales à l'île de La Réunion
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
PSM	Plan Solaire Méditerranée
RES	Reference Energy System
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (GRT de la France métropolitaine)
SDAGE	Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux
STC	Solaire Thermodynamique à Concentration
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
SWAC	Sea Water Air Conditioning
T&D	Transport et Distribution
TAC	Turbine à Combustion
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
TEP	Transmission Expansion Planning
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
UCPTE	Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Électricité
USD	United States Dollar
VEDA	VErsatile Data Analysis
WEO	World Energy Outlook

ANNEXE B

Nombres complexes

Un système électrique est en régime permanent sinusoïdal, lorsque les excitations extérieures sont des fonctions sinusoïdales établies, engendrant dans le circuit uniquement des courants et tensions de même forme. Pour étudier les grandeurs électriques en régime permanent sinusoïdal, il est usuel d'avoir recours à la notation complexe qui permet de remplacer les relations temporelles entre courants et tensions par des opérations algébriques.

Dans cette annexe, nous synthétisons les principales notions relevant de l'étude des circuits électriques en régime permanent sinusoïdal, en nous appuyant sur l'exposé fait dans [23].

Généralités sur les grandeurs sinusoïdales

Une grandeur sinusoïdale $\mathrm{x}(t)$ variant sinusoïdalement en fonction du temps avec une période T s'écrit sous la forme :

$$\mathrm{x}(t) = \widehat{\mathrm{X}} \sin\left(\frac{2\pi}{T}t + \alpha\right) \tag{B.1}$$

où :

- $\widehat{\mathrm{X}}$ est l'amplitude ou valeur crête de la fonction ;
- α la phase initiale (à $t = 0$), aussi appelée angle de phase ; et
- $\left(\frac{2\pi}{T}t + \alpha\right)$ la phase instantanée.

La *fréquence* f et la *pulsation* ω valent :

$$f = \frac{1}{T} \quad \text{et} \quad \omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T} \tag{B.2}$$

Nous pouvons écrire les valeurs instantanées d'une tension u(t) et d'un courant i(t) sinusoïdaux sous cette forme :

$$\mathrm{u}(t) = \widehat{\mathrm{U}} \cos(\omega t + \alpha) \tag{B.3}$$

$$\mathrm{i}(t) = \widehat{\mathrm{I}} \cos(\omega t + \beta) \tag{B.4}$$

$\varphi = \alpha - \beta$ est le *déphasage* entre la tension et le courant, tel que :
– quand $\varphi > 0$, la tension est en avance sur le courant ; et
– quand $\varphi < 0$, la tension est en retard par rapport au courant.
La *valeur moyenne* d'une grandeur périodique s'écrit :

$$< \mathrm{x}(t) >= \frac{1}{T} \oint_T \mathrm{x}(t)\, \mathrm{d}t \tag{B.5}$$

Elle est nulle pour une grandeur sinusoïdale.

La *valeur efficace* $\mathrm{X_{eff}}$ d'une grandeur périodique vaut :

$$\mathrm{X_{eff}} = \sqrt{\frac{1}{T} \oint_T \mathrm{x}^2(t)\, \mathrm{d}t} \tag{B.6}$$

Pour une fonction sinusoïdale, $\mathrm{X_{eff}}$ vaut :

$$\mathrm{X_{eff}} = \frac{\widehat{\mathrm{X}}}{\sqrt{2}} \tag{B.7}$$

La valeur efficace permet de calculer simplement la puissance moyenne dissipée par un courant sinusoïdal dans une résistance R :

$$< \mathrm{p}(t) >= R\mathrm{I}^2_{\mathrm{eff}} \tag{B.8}$$

où p(t) est la puissance instantanée. La puissance moyenne dissipée par un courant sinusoïdal a la même expression que celle dissipée par un courant continu.

Représentation complexe

La représentation complexe est couramment utilisée pour représenter les grandeurs électriques sinusoïdales.

Pour un nombre complexe dont l'argument croît linéairement avec le temps :

$$\theta = \omega t + \alpha \tag{B.9}$$

on obtient une fonction exponentielle complexe du temps :

$$r e^{j(\omega t + \alpha)} = r\Big(\cos(\omega t + \alpha) + j \sin(\omega t + \alpha) \Big) \tag{B.10}$$

L'image de cette fonction est un point tournant autour de l'origine, dans le sens trigonomé-

trique, à vitesse angulaire ω sur un cercle de rayon r. Cette représentation est appelée *vecteur tournant de Fresnel*.

Les projections de ce point sur les axes réel et imaginaire sont deux fonctions sinusoïdales :

$$\mathcal{Re}\left(re^{j(\omega t+\alpha)}\right) = r\cos(\omega t+\alpha) \tag{B.11}$$

$$\mathit{Im}\left(re^{j(\omega t+\alpha)}\right) = r\sin(\omega t+\alpha) \tag{B.12}$$

de sorte que les tensions et courants sinusoïdaux s'expriment avec la représentation complexe de la façon suivante :

$$\mathrm{u}(t) = \widehat{\mathrm{U}}\cos(\omega t+\alpha) = \mathcal{Re}\left(\widehat{\mathrm{U}}e^{j(\omega t+\alpha)}\right) \tag{B.13}$$

$$\mathrm{i}(t) = \widehat{\mathrm{I}}\cos(\omega t+\beta) = \mathcal{Re}\left(\widehat{\mathrm{I}}e^{j(\omega t+\beta)}\right) \tag{B.14}$$

Le facteur $e^{j\omega t}$ est un opérateur de rotation de vitesse angulaire ω et de module 1. Puisque toutes les grandeurs sinusoïdales d'un système en régime sinusoïdal permanent varient avec la même pulsation, le facteur $e^{j\omega t}$ est commun à toutes les grandeurs et peut être simplifié.

On peut alors introduire la notion de *phaseur*, désignant les grandeurs électriques indépendamment du temps. Les phaseurs contiennent l'information essentielle de la valeur efficace et du déphasage par rapport à une origine de temps, choisie arbitrairement. Il existe deux définitions différentes du *phaseur* :

$$\underline{\widehat{\mathrm{X}}} = \widehat{\mathrm{X}}e^{j\alpha} \tag{B.15}$$

ou

$$\underline{\mathrm{X}} = \mathrm{X}_{\mathrm{eff}}\, e^{j\alpha} \tag{B.16}$$

dont :

- l'argument vaut l'angle de phase α ; et
- le module vaut soit à l'amplitude $\widehat{\mathrm{X}}$, soit à la valeur efficace $\mathrm{X}_{\mathrm{eff}}$.

Dans ce travail, nous utilisons l'expression (B.16) des phaseurs complexes. Nous notons :

- $|\underline{\mathrm{X}}| = \mathrm{X}_{\mathrm{eff}} = \widehat{\mathrm{X}}/\sqrt{2}$ le module des phaseurs ; et
- $\angle\mathrm{X}$ la phase.

Ainsi, nous écrivons le phaseur de $\mathrm{x}(t)$:

$$\underline{\mathrm{X}} = |\underline{\mathrm{X}}|e^{j\angle\mathrm{X}} \tag{B.17}$$

Les phaseurs de $\mathrm{u}(t)$ et $\mathrm{i}(t)$ s'écrivent alors :

$$\underline{\mathrm{U}} = |\underline{\mathrm{U}}|e^{j\alpha} = |\underline{\mathrm{U}}|e^{j\angle\mathrm{U}} \tag{B.18}$$

$$\underline{\mathrm{I}} = |\underline{\mathrm{I}}|e^{j\beta} = |\underline{\mathrm{I}}|e^{j\angle\mathrm{I}} \tag{B.19}$$

La représentation des vecteurs de Fresnel associés aux phaseurs offrent une représentation vectorielle des grandeurs sinusoïdales d'un circuit électrique. La figure B.1 est une représentation du diagramme de Fresnel des phaseurs.

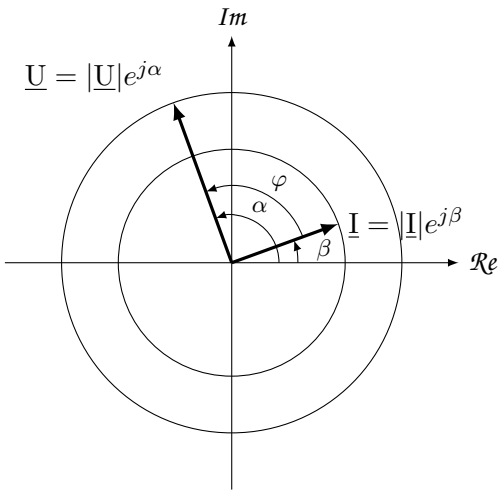


Figure B.1 – *Diagramme de Fresnel des phaseurs. L'axe réel est pris comme grandeur de référence et φ est le déphasage entre la tension et le courant, $\varphi = \alpha - \beta$.*

Impédances complexes

L'*impédance complexe* $\underline{Z}$ d'un dipôle est le rapport entre la tension et le courant complexes. Avec les expressions précédentes, $\underline{Z}$ donne :

$$\underline{Z} = |\underline{Z}|e^{j\varphi} = |\underline{Z}|(\cos\varphi + j\sin\varphi) \tag{B.20}$$

Son module $|\underline{Z}|$, mesuré en Ω, vaut :

$$|\underline{Z}| = \frac{|\underline{U}|}{|\underline{I}|} \tag{B.21}$$

Les parties réelle et imaginaire sont respectivement la *résistance* R et la *réactance* X :

$$R = \mathcal{Re}\,(\underline{Z}) = |\underline{Z}|\cos\varphi \tag{B.22}$$

$$X = \mathit{Im}\,(\underline{Z}) = |\underline{Z}|\sin\varphi \tag{B.23}$$

L'impédance complexe peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\underline{Z} = R + jX \tag{B.24}$$

avec les relations d'équivalence suivantes :

$$|\underline{Z}| = \sqrt{R^2 + X^2} \tag{B.25}$$

$$\varphi = \arctan\frac{X}{R} \tag{B.26}$$

Les relations entre courant et tension en régime sinusoïdal s'écrivent :

– pour une résistance R :

$$\underline{U} = R\underline{I} \tag{B.27}$$

L'impédance vaut R ($\varphi_R = 0$).

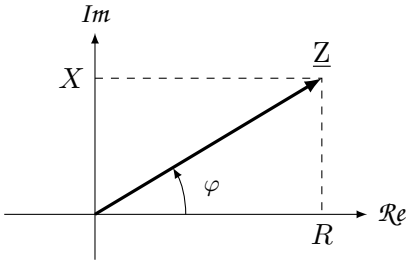


Figure B.2 – *Impédance* $\underline{\mathrm{Z}}$ *dans le plan complexe.*

– pour une inductance L :

$$\underline{\mathrm{U}} = j\omega L \underline{\mathrm{I}} \tag{B.28}$$

L'impédance est une réactance pure valant ωL ($\varphi_L = +\frac{\pi}{2}$)

– pour une capacité C :

$$\underline{\mathrm{I}} = j\omega C \underline{\mathrm{U}} \tag{B.29}$$

L'impédance est une réactance pure valant $\dfrac{1}{\omega C}$ ($\varphi_C = -\frac{\pi}{2}$).

Puissances et grandeurs quadratiques

La valeur instantanée de la puissance est le produit des valeurs instantanées de la tension et du courant. Pour un dipôle traversé par un courant $\mathrm{i}(t)$ sous une tension $\mathrm{u}(t)$, la puissance dissipée vaut :

$$\begin{aligned}
\mathrm{p}(t) = \mathrm{u}(t)\mathrm{i}(t) &= \widehat{\mathrm{U}}\widehat{\mathrm{I}} \cos(\omega t + \alpha)\cos(\omega t + \beta) \\
&= 2|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \cos(\omega t + \alpha)\cos(\omega t + \beta) \\
&= |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \cos\varphi + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \cos(2\omega t + \alpha + \beta) \qquad \text{(B.30)} \\
&= |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \cos\varphi\Big(1 + \cos(2\omega t + 2\alpha)\Big) + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \sin\varphi \sin(2\omega t + 2\alpha) \qquad \text{(B.31)}
\end{aligned}$$

Il s'agit de l'expression de la puissance instantanée pour un système monophasé ou une phase d'un système polyphasé.

L'expression (B.31) met en évidence deux composantes fondamentales de la puissance instantanée. La première correspond à une composante positive oscillant autour de la valeur moyenne $|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \cos\varphi$. Elle traduit un échange d'énergie unidirectionnel d'une source vers une charge.

En revanche, la seconde correspond à une composante alternative variant sinusoïdalement d'amplitude $|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \sin\varphi$, mais de valeur moyenne nulle. Ce terme est alternativement positif et négatif et traduit de ce fait un échange de puissance oscillatoire et réversible entre une source et une charge.

La *puissance active* P est la valeur moyenne de la puissance instantanée :

$$\mathrm{P} = \frac{1}{T}\oint_T \mathrm{p}(t)\,\mathrm{d}t = |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \cos\varphi \tag{B.32}$$

La puissance active s'exprime en W (watts). Elle correspond à une fourniture réelle d'énergie convertible en travail ou en chaleur. Elle est maximale pour une charge purement résistive et nulle pour une charge purement réactive.

La *puissance réactive* Q est l'amplitude de la composante alternative de la puissance instantanée :

$$\mathrm{Q} = |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \sin \varphi \tag{B.33}$$

La puissance réactive s'exprime en VAR (volts-ampères réactifs). La puissance réactive est une puissance qui ne correspond pas à un échange d'énergie convertible en travail ou en chaleur, puisque le bilan de ce transit est nul après un nombre entier de périodes.

Pour mieux comprendre la notion de puissance réactive, on peut fictivement séparer le courant en deux composantes : une en phase avec la tension, appelée courant actif, et l'autre déphasée de $\frac{\pi}{2}$, appelée courant réactif.

- La composante active du courant est à l'origine de la puissance active. Le courant étant en phase avec la tension, l'énergie dissipée est comparable à celle dissipée dans une résistance.
- Le courant réactif correspond quant à lui à un courant circulant réellement dans le système, mais ne fournissant pas de puissance utile sur le réseau. En effet, le courant étant déphasé de $\frac{\pi}{2}$ avec la tension, l'énergie dissipée est comparable à celle dissipée dans une charge purement réactive, c'est-à-dire qu'elle est nulle pour un nombre entier de périodes.

Le courant réactif et les transits de puissance réactive entraînent des pertes en raison de la dissipation par effet Joule dans les lignes et contribuent à l'augmentation du volume – donc du coût – des générateurs assurant l'alimentation.

Pour une charge inductive (la réactance $X > 0$), le déphasage φ et $\sin \varphi$ sont positifs, le courant est en retard sur la tension et la puissance réactive absorbée par la charge est conventionnellement positive. À l'inverse, pour une charge capacitive ($X < 0$), le déphasage φ et $\sin \varphi$ sont négatifs, le courant est en avance sur la tension et la puissance réactive absorbée est aussi négative. On dit aussi qu'une charge inductive absorbe de la puissance réactive tandis qu'une charge capacitive fournit de la puissance réactive.

La *puissance apparente* S est le produit des valeurs efficaces de la tension et du courant :

$$\mathrm{S} = |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}| \tag{B.34}$$

Elle se mesure en VA (volts-ampères). Les puissances apparentes correspondent au module d'une grandeur complexe et ne peuvent pas être additionnées.

La *puissance complexe* $\underline{\mathrm{S}}$ est définie par :

$$\underline{\mathrm{S}} = \mathrm{P} + j\mathrm{Q} = \mathrm{S}e^{j\varphi} \tag{B.35}$$

si bien que :

$$\mathrm{S} = \sqrt{\mathrm{P}^2 + \mathrm{Q}^2} \tag{B.36}$$

La puissance complexe peut s'exprimer en utilisant le complexe conjugué $\underline{\mathrm{I}}^*$:

$$\underline{\mathrm{S}} = \underline{\mathrm{U}}\,\underline{\mathrm{I}}^* \tag{B.37}$$

Pour une charge d'impédance $\underline{\mathrm{Z}} = R + jX$, on trouve :

$$\underline{\mathrm{S}} = \underline{\mathrm{U}}\,\underline{\mathrm{I}}^* = \underline{\mathrm{Z}}\,\underline{\mathrm{I}}\,\underline{\mathrm{I}}^* = \underline{\mathrm{Z}}|\underline{\mathrm{I}}|^2 = R|\underline{\mathrm{I}}|^2 + jX|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{B.38}$$

On peut alors exprimer les puissances active et réactive en fonction de la résistance et de la réactance de la charge :

$$\mathrm{P} = R|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{B.39}$$

$$\mathrm{Q} = X|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{B.40}$$

Contrairement aux puissances apparentes, les puissances complexes peuvent être additionnées pour calculer la puissance complexe d'un ensemble d'éléments.

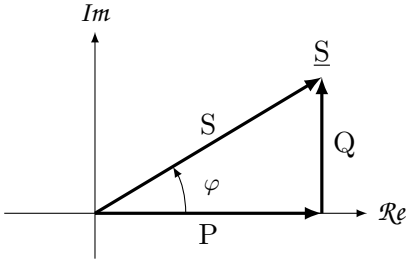


Figure B.3 – *Puissance complexe* $\underline{\mathrm{S}}$*. Sa partie réelle est la puissance active* P*, sa partie imaginaire la puissance réactive* Q*, son module la puissance apparente* S*, et le déphasage* φ *entre tension et courant.*

Système triphasé équilibré

Un système polyphasé est composé de phases sur lesquelles les tensions et courants sont sinusoïdaux, de même fréquence et déphasés d'une phase par rapport l'autre. Les systèmes polyphasés sont équilibrés si les valeurs efficaces sont égales sur chaque phase, et si le déphasage entre les phases vaut $\frac{2\pi}{n}$. Les systèmes polyphasés équilibrés sont utiles pour créer un champ magnétique tournant dans les machines électriques.

Le système triphasé équilibré est le plus couramment utilisé. Les impédances des trois phases sont idéalement identiques et le système est équilibré : les tensions et intensités sont de même amplitude et déphasées de $\frac{2\pi}{3}$.

Puissances

On indice avec a, b, et c les trois phases du système, et m désigne une phase quelconque du système. Pour une charge connectée à un système triphasé équilibré, dont chaque phase est traversée par une intensité $\underline{\mathrm{I}}_m$ et sous une tension $\underline{\mathrm{U}}_m$, la puissance complexe s'écrit :

$$\underline{\mathrm{S}}_{3m} = \underline{\mathrm{U}}_a\underline{\mathrm{I}}_a^* + \underline{\mathrm{U}}_b\underline{\mathrm{I}}_b^* + \underline{\mathrm{U}}_c\underline{\mathrm{I}}_c^* \tag{B.41}$$

Pour un système équilibré, on trouve alors :

$$\begin{aligned}\underline{\mathrm{S}}_{3m} &= \underline{\mathrm{U}}_a\underline{\mathrm{I}}_a^* + \underline{\mathrm{U}}_a e^{-j2\pi/3}\underline{\mathrm{I}}_a^* e^{j2\pi/3} + \underline{\mathrm{U}}_a e^{-j4\pi/3}\underline{\mathrm{I}}_a^* e^{j4\pi/3} \\ &= 3\underline{\mathrm{U}}_a\underline{\mathrm{I}}_a^* \\ &= 3\underline{\mathrm{S}} \end{aligned} \tag{B.42}$$

La puissance instantanée $\mathrm{p_{3m}}(t)$ sur les trois phases se déduit de l'expression (B.30) sur une phase :

$$\begin{aligned}\mathrm{p_{3m}}(t) &= |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\left(2\omega t + \alpha + \beta\right) \\ &\quad + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\left(2\omega t + \alpha + \beta - \tfrac{4\pi}{3}\right) \\ &\quad + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi + |\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\left(2\omega t + \alpha + \beta + \tfrac{4\pi}{3}\right) \\ &= 3|\underline{\mathrm{U}}||\underline{\mathrm{I}}|\cos\varphi \qquad (\text{B.43}) \\ &= 3\mathrm{P} \qquad (\text{B.44})\end{aligned}$$

La puissance instantanée est constante ce qui est une propriété d'autant plus remarquable que ce n'est pas le cas pour un système monophasé. Pour cette raison, le couple électrique opposé à la rotation d'une machine synchrone est constant.

Tensions

Pour un système triphasé, on peut définir deux types de tension :

- les *tensions simples* $\underline{\mathrm{U}}_{m-n}$, les trois tensions mesurées entre chaque conducteur de phase et le point neutre de la source ;
- les *tensions de ligne* ou *tensions composées* $\underline{\mathrm{U}}_{m-m}$, les tensions mesurées entre deux conducteurs de phase.

Les modules des deux tensions vérifient :

$$|\underline{\mathrm{U}}_{m-m}| = \sqrt{3}|\underline{\mathrm{U}}_{m-n}| \tag{B.45}$$

ANNEXE C

Analyse du circuit à une maille

Cette annexe présente plus en détail le circuit à une maille (cf. figure 2.4, p. 56). Nous présentons la sensibilité du point de fonctionnement initial du circuit à une maille pour différentes valeurs des paramètres x_d, l'impédance synchrone équivalente de l'alternateur, et l, la longueur de la ligne. Les calculs sont menés en conservant l'hypothèse du régime stationnaire, qui permet d'utiliser les notations complexes.

Nous rappelons les principales relations entre les grandeurs électriques, introduites à la section 2.2.1 :

$$\begin{aligned} \underline{\mathrm{E}} &= \underline{\mathrm{U}} + \underline{\mathrm{Z}_s}\underline{\mathrm{I}} \\ \underline{\mathrm{U}} &= \underline{\mathrm{U}}_{\mathrm{charge}} + \underline{\mathrm{Z}_\varphi}\underline{\mathrm{I}} \\ \underline{\mathrm{U}}_{\mathrm{charge}} &= R\underline{\mathrm{I}} \end{aligned}$$

C.1 Dimensionnement

Nous utilisons les paramètres électriques du circuit de 900 MW, fixés au tableau 2.4 (p. 81).

La grandeur $\mathrm{P}_{\mathrm{total}}$ désigne la puissance électrique opposée à l'alternateur en régime permanent :

$$\mathrm{P}_{\mathrm{total}} = 3\mathrm{P} = 3\mathcal{R}e\,(\underline{\mathrm{E}}\,\underline{\mathrm{I}}^*) = 3(R_s + R_\varphi + R)|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{C.1}$$

où P est la puissance active consommée sur une phase du circuit. Nous définissons la puissance

électrique $P_{\text{total-U}}$ comme la fonction de R où $|\underline{U}_0|$ est supposée constante :

$$P_{\text{total-U}} = 3|\underline{U}_0|^2 \frac{(R_s + R_\varphi + R)}{(R_\varphi + R)^2 + (\omega_0 L_\varphi)^2} \tag{C.2}$$

La valeur d'équilibre de $R = R_0$ est déterminée quand $P_{\text{total-U}}$ coïncide avec $P_{\text{méca-ext}}$, la puissance mécanique fournie par l'alternateur.

Pour étudier le système après une fluctuation de charges, nous considérons le cas où $|\underline{E}_0|$ est constante, car après le transitoire électrique, nous faisons l'hypothèse que l'opérateur n'agit pas sur le module de l'excitation $|\underline{I}_{\text{exc}}|$, si bien que $|\underline{E}|$ ne varie qu'avec $\omega(t)$. Juste après la fluctuation $\omega(t) = \omega_0^+ \approx \omega_0$ et la tension à vide vaut $|\underline{E}| = |\underline{E}_0^+| = |\underline{E}_0|$. Nous définissons alors une seconde fonction $P_{\text{total-E}}$, pour le cas $|\underline{E}_0|$ constante :

$$P_{\text{total-E}} = 3|\underline{E}_0|^2 \frac{(R_s + R_\varphi + R)}{(R_s + R_\varphi + R)^2 + \omega_0^2 (L_s + L_\varphi)^2} \tag{C.3}$$

$|\underline{E}_0|$ est déterminée à partir du point de fonctionnement initial ($R = R_0$).

Nous appelons P_{charge}, la puissance consommée par la charge en régime permanent :

$$P_{\text{charge}} = 3\mathcal{R}e\left(\underline{U}_{\text{charge}}\,\underline{I}^*\right) = P_{\text{élec-ext}} \tag{C.4}$$

pour laquelle on peut définir $P_{\text{charge-U}}$ et $P_{\text{charge-E}}$:

$$P_{\text{charge-U}} = 3R \frac{|\underline{U}_0|^2}{(R_\varphi + R)^2 + (\omega_0 L_\varphi)^2} \tag{C.5}$$

$$P_{\text{charge-E}} = 3R \frac{|\underline{E}_0|^2}{(R_s + R_\varphi + R)^2 + \omega_0^2 (L_s + L_\varphi)^2} \tag{C.6}$$

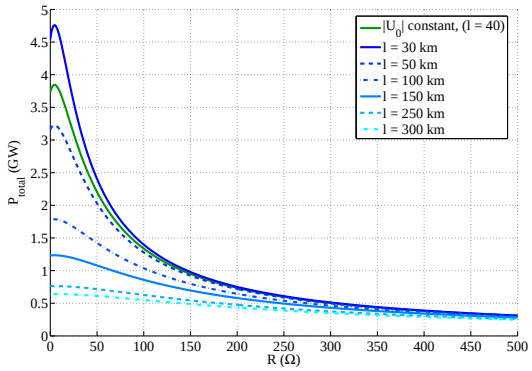
La figure C.1 présente l'allure de P_{total} et P_{charge} en fonction de R, et pour différentes valeurs des paramètres x_s et l :

- x_s est la valeur réduite (adimensionnelle) de l'impédance synchrone de l'alternateur, dont la valeur peut varier entre 0 et 3 ;
- l est la longueur de la ligne, que l'on fait varier jusqu'à 300 km. Quand la ligne augmente, l'impédance $\underline{Z}_\varphi$ augmente aussi.

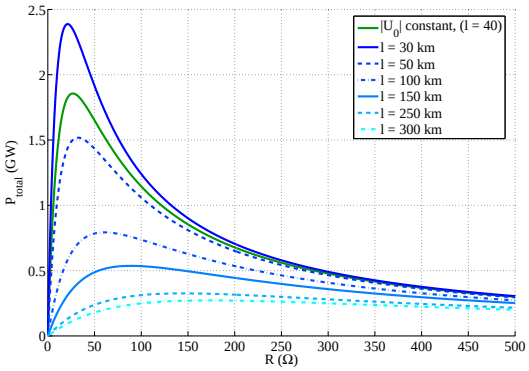
Les allures de P_{total} et P_{charge} dépendent fortement des valeurs de $\underline{Z}_s$ et $\underline{Z}_\varphi$, et par conséquent de x_s et l comme le montre la figure C.1. Quand l ou x_s augmentent, la puissance transmissible dans le circuit diminue. Nous observons également que les courbes de P_{total} et P_{charge} ne sont pas monotones sur $\mathbb{R}^+$ mais passent par un maximum.

Zone de fonctionnement favorable

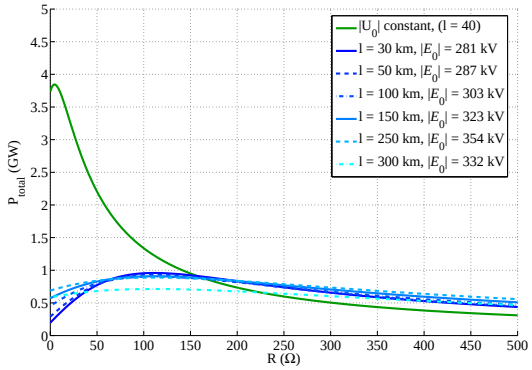
On définit R^*_{total} et R^*_{charge}, les valeurs de R correspondant aux maxima pour P_{total} et P_{charge}, que l'on peut distinguer selon que $|\underline{U}_0|$ ou $|\underline{E}_0|$ sont maintenues constantes. On exprime aisément ces valeurs en fonction des paramètres du circuit, en annulant les dérivées de P_{total}



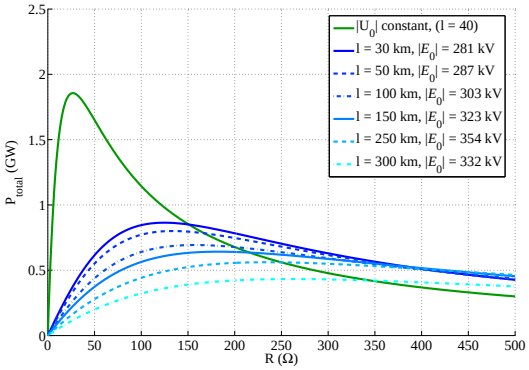
(a) $P_{\text{total-U}}$ pour différentes valeurs de l.



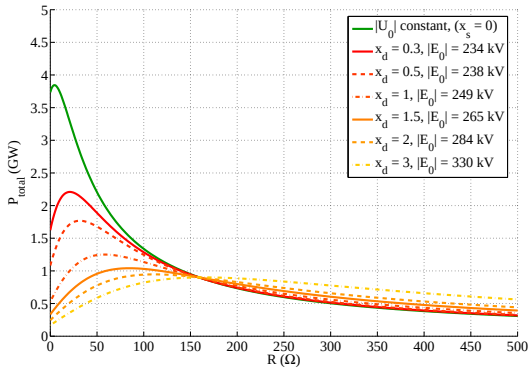
(b) $P_{\text{charge-U}}$ pour différentes valeurs de l.



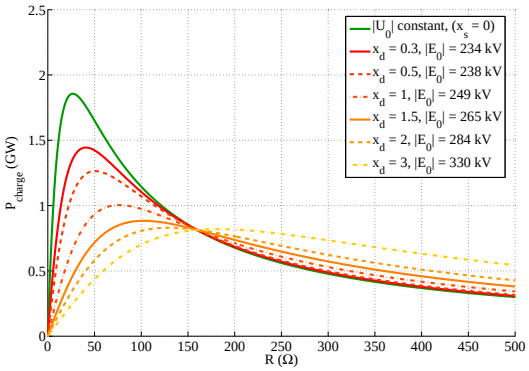
(c) $P_{\text{total-E}}$ pour différentes valeurs de l.



(d) $P_{\text{charge-E}}$ pour différentes valeurs de l.



(e) $P_{\text{total-E}}$ pour différentes valeurs de x_s.



(f) $P_{\text{charge-E}}$ pour différentes valeurs de x_s.

Figure C.1 – $P_{total\text{-}U}$ *et* $P_{total\text{-}E}$ *représentent la puissance active dissipée dans l'ensemble du circuit, i.e. la puissance opposée à la rotation du rotor.* $P_{charge\text{-}U}$ *et* $P_{charge\text{-}E}$ *représentent la puissance consommée par la charge* R*. Les courbes bleues correspondent à la variation de la longueur de la ligne* l *dans les deux cas où* $|\underline{U}_0|$ *ou* $|\underline{E}_0|$ *sont constantes (figures (a), (b), (c) et (d)). Les courbes orangées sont obtenues en faisant varier* x_s*. On ne trace que les courbes à* $|\underline{E}_0|$ *constante, car* $P_{total\text{-}U}$ *ne dépend pas de* x_s *(figures (e) et (f)). Les courbes vertes sont tracées avec les paramètres présentés à la section 2.2.*

et P_{charge} :

$$R^*_{\text{total-U}} = -(R_s + R_\varphi) + \sqrt{R_s^2 + X_\varphi^2} \tag{C.7}$$

$$R^*_{\text{charge-U}} = \sqrt{R_s^2 + X_\varphi^2} \tag{C.8}$$

$$R^*_{\text{total-E}} = -(R_s + R_\varphi) + (X_s + X_\varphi) \tag{C.9}$$

$$R^*_{\text{charge-E}} = \sqrt{(R_s + R_\varphi)^2 + (X_s + X_\varphi)^2} \tag{C.10}$$

où le maximum de P_{total} est atteint avant celui de P_{charge} :

$$\begin{cases} R^*_{\text{total-U}} & \leq R^*_{\text{charge-U}} \\ R^*_{\text{total-E}} & \leq R^*_{\text{charge-E}} \end{cases} \tag{C.11}$$

et où les maxima des courbes à $|\underline{U}_0|$ constants sont atteints avant ceux à $|\underline{E}_0|$, quelle que soit la valeur de $|\underline{E}_0|$:

$$\begin{cases} R^*_{\text{total-U}} & \leq R^*_{\text{total-E}} \\ R^*_{\text{charge-U}} & \leq R^*_{\text{charge-E}} \end{cases} \tag{C.12}$$

Ces valeurs sont particulièrement intéressantes car elles définissent la limite entre les points de fonctionnement favorable et les points de fonctionnement moins favorable du système. En effet, de part et d'autre du maximum, il existe des niveaux de puissance auxquels correspondent deux valeurs solutions de R. Pour transmettre la même puissance, on choisira le point de fonctionnement ayant la valeur de R la plus grande et ayant la plus petite intensité car ce point correspond au niveau de pertes Joule le plus faible.

Tension aux bornes de la charge

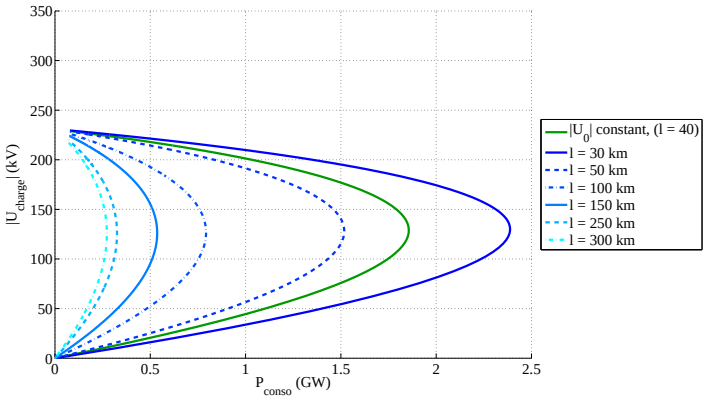
Les courbes puissance / tension aux bornes de la charge permettent de distinguer plus clairement les deux zones de fonctionnement du circuit (cf. figure C.2). En effet, les points de fonctionnement favorable se trouvent sur la partie supérieure de la courbe où la tension côté charge $|\underline{U}_{charge}|$ est plus proche de la tension côté source $|\underline{U}|$, *i.e.* la chute de tension est plus faible car l'intensité est moindre dans le circuit [8]. Or, lorsque la résistance diminue, on se déplace sur les courbes du haut vers le bas : R tend vers l'infini en haut, et diminue jusqu'à s'annuler en bas de la courbe.

Pour s'assurer que les paramètres du circuit définissent un point de fonctionnement favorable, R doit se situer sur les parties décroissantes des courbes P_{total} ou P_{charge}. Le point de fonctionnement doit être favorable à la fois à $|\underline{U}_0|$ et $|\underline{E}_0|$ constantes, ce qui impose une valeur minimale de R dans le circuit :

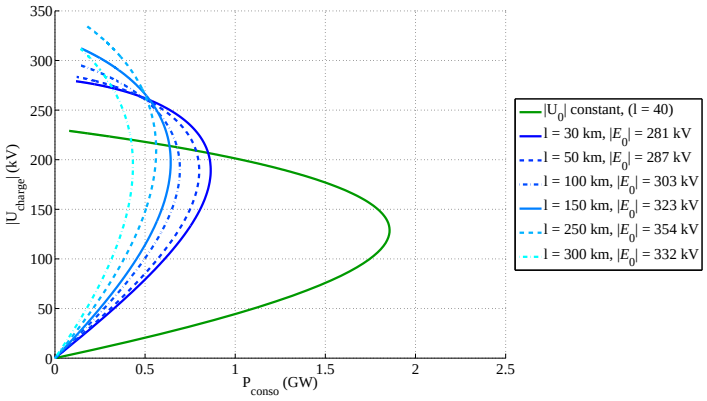
$$R^*_{\text{total-U}} \leq R^*_{\text{total-E}} \leq R \tag{C.13}$$

$$R^*_{\text{charge-U}} \leq R^*_{\text{charge-E}} \leq R \tag{C.14}$$

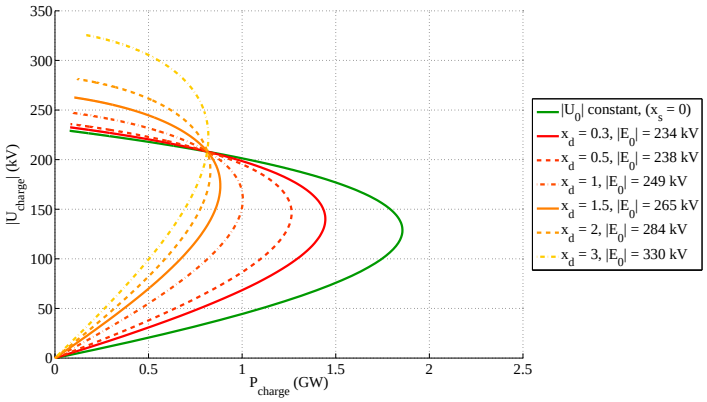
L'inéquation (C.14) définit la partie supérieure des courbes de la figure C.2, et le point de puissance consommée maximale est obtenu pour $R = R^*_{\text{charge-E}}$.



(a) $|\underline{U}_{\text{charge}}|$ en fonction de $P_{\text{charge-U}}$, l varie ($|\underline{U}_0|$ constante).



(b) $|\underline{U}_{\text{charge}}|$ en fonction de $P_{\text{charge-E}}$, l varie ($|\underline{E}_0|$ constante).



(c) $|\underline{U}_{\text{charge}}|$ en fonction de $P_{\text{charge-E}}$, x_s varie ($|\underline{E}_0|$ constante).

Figure C.2 – *Courbes puissance / tension aux bornes de la charge. Quand $|\underline{U}_0|$ est maintenue constante, la puissance consommée par la charge varie avec la valeur de l, mais ne dépend pas de x_s puisque $|\underline{U}_0|$ est en aval de l'impédance de l'alternateur (figure (a)). Pour les courbes à $|\underline{E}_0|$ constante, $|\underline{E}_0|$ est déterminé à partir de R_0 dont la valeur dépend des paramètres x_s et l (figures (b) et (c)). On a placé en vert les courbes utilisant les paramètres de la section 2.2.*

De façon comparable, l'inéquation (C.13) définit le point de puissance transmissible maximale dans le circuit pour $R = R^*_{\text{total-E}}$, ainsi que la zone de fonctionnement associée. Pour déterminer le point initial du circuit, on s'assure que R_0 vérifie l'inéquation (C.14). Cette inéquation, moins contraignante que (C.13), est suffisante pour que le point de fonctionnement initial corresponde à un fonctionnement favorable.

Puissance maximale transmissible

Les courbes C.3(a) et C.3(b) illustrent la dépendance de la puissance maximale transmissible dans le circuit en fonction de x_s et l. Nous définissons $\mathrm{P}_{\max}$ comme la valeur $\mathrm{P}_{\text{total-U}}$ évaluée au point $R^*_{\text{total-E}}$:

$$\mathrm{P}_{\max} = \mathrm{P}_{\text{total-U}}(R^*_{\text{total-E}}) \tag{C.15}$$

où nous rappelons que $R^*_{\text{total-E}}$ est la plus petite valeur de R correspondant à un fonctionnement favorable. La puissance maximale transmissible $\mathrm{P}_{\max}$ est une caractéristique électrique essentielle du circuit à une maille, car elle limite la valeur admissible de $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$. Plus les impédances du circuit sont petites, plus la puissance maximale est élevée.

Les courbes C.3(c) et C.3(d) apportent une indication sur la puissance effectivement consommée par la charge par rapport à $\mathrm{P}_{\max}$:

$$\mathrm{P}_{\text{max-charge}} = \mathrm{P}_{\text{charge-U}}(R^*_{\text{total-E}})$$

La différence entre $\mathrm{P}_{\max}$ et $\mathrm{P}_{\text{max-charge}}$ provient des pertes Joule sur le circuit, présentées aux figures C.3(e) et C.3(f). On observe que les pertes Joule diminuent quand l diminue, et augmentent quand x_s diminue.

Point de fonctionnement initial

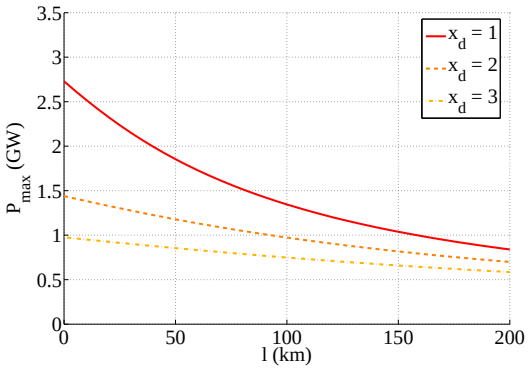
Les paramètres du circuit étant fixés, et s'étant assuré que $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} \leq \mathrm{P}_{\max}$, le point de fonctionnement initial est déterminé par R_0, solution de l'équilibre de l'alternateur en régime permanent :

$$\begin{aligned} \mathrm{P}_{\text{méca-ext}} &= \mathrm{P}_{\text{total-U}}(R) && \text{(C.16)} \\ &= 3(R_s + R_\varphi + R)\frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|^2}{(R_\varphi + R)^2 + (\omega_0 L_\varphi)^2} && \text{(C.17)} \end{aligned}$$

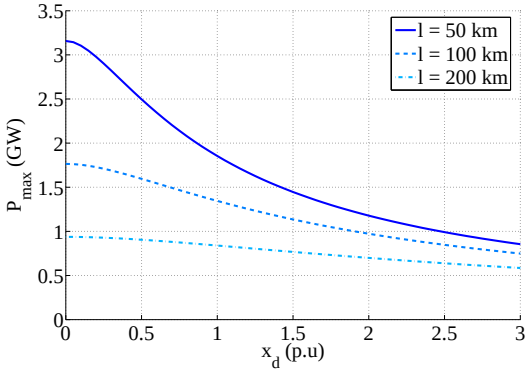
Il s'agit d'une équation du second degré en R, admettant deux racines, car $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} \leq \mathrm{P}_{\max}$ implique que $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}} \leq \max\left(\mathrm{P}_{\text{total-U}}(R)\right)$. Les valeurs solutions de R sont :

$$R_\pm = \frac{1}{2}\frac{3|\underline{\mathrm{U}}_0|^2 - 2\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}R_\varphi \pm \sqrt{9|\underline{\mathrm{U}}_0|^4 + 12\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}R_s|\underline{\mathrm{U}}_0|^2 - 4\mathrm{P}^2_{\text{méca-ext}}X^2_\varphi}}{\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}}$$

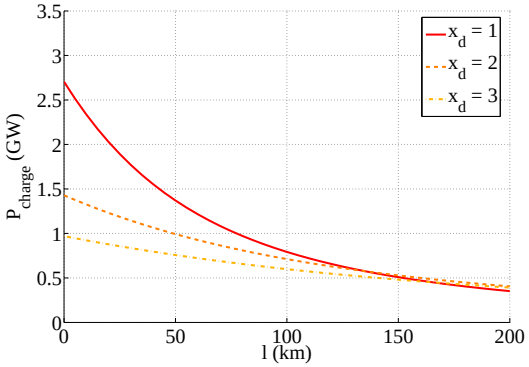
On peut lire graphiquement les valeurs de $R_\pm$: elles correspondent aux points d'intersection de la courbe $\mathrm{P}_{\text{total}}$ à $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ fixée avec la droite constante $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$. $R_\pm$ se trouvent de part et



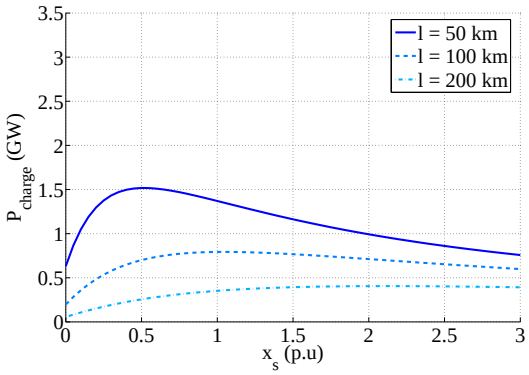
(a) $\mathrm{P_{max}} = \mathrm{P_{total\text{-}U}}(R^*_{\mathrm{total\text{-}E}})$ en fonction de l.



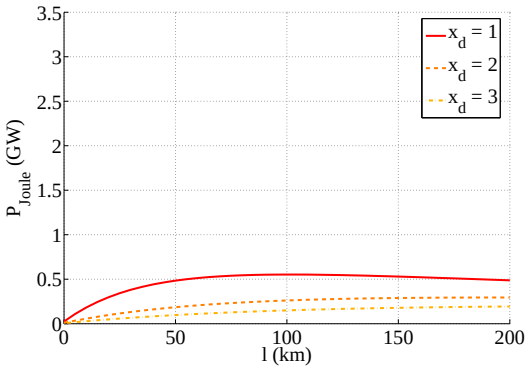
(b) $\mathrm{P_{max}} = \mathrm{P_{total\text{-}U}}(R^*_{\mathrm{total\text{-}E}})$ en fonction de x_s.



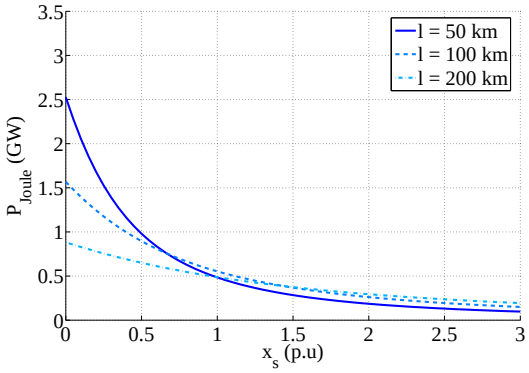
(c) $\mathrm{P_{charge\text{-}U}}(R^*_{\mathrm{total\text{-}E}})$ en fonction de l.



(d) $\mathrm{P_{charge\text{-}U}}(R^*_{\mathrm{total\text{-}E}})$ en fonction de x_s.



(e) $\mathrm{P_{Joule\text{-}U}}(R^*_{\mathrm{total\text{-}E}})$ en fonction de l.



(f) $\mathrm{P_{Joule\text{-}U}}(R^*_{\mathrm{total\text{-}E}})$ en fonction de x_s.

Figure C.3 – *Puissance maximale transmissible* P_{max} *à* $|\underline{U}_0|$ *constante (figures (a) et (b)).* P_{max} *est définie comme la valeur de* $\mathrm{P}_{total\text{-}U}$ *évaluée en* $R^*_{total\text{-}E}$*, la charge délimitant la zone de fonctionnement favorable du circuit. Ces courbes exhibent la puissance maximale transmissible limitant la valeur admissible de* $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$*. Pour* $x_s = 2$ *et* $l = 100$ *km, la puissance maximale transmissible est légèrement inférieure à 1 GW,* $\mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$ *doit être inférieure à cette valeur pour qu'il existe un point de fonctionnement qui vérifie* $\mathrm{P}_{total\text{-}U}(R) = \mathrm{P}_{méca\text{-}ext}$*. Les figures (c) et (d) présentent la valeur consommée par la charge pour* $R = R^*_{total\text{-}E}$*, i.e. la puissance consommée correspondant à* P_{max}*. Les figures (e) et (f) présentent les pertes Joule pour* $R = R^*_{total\text{-}E}$*.*

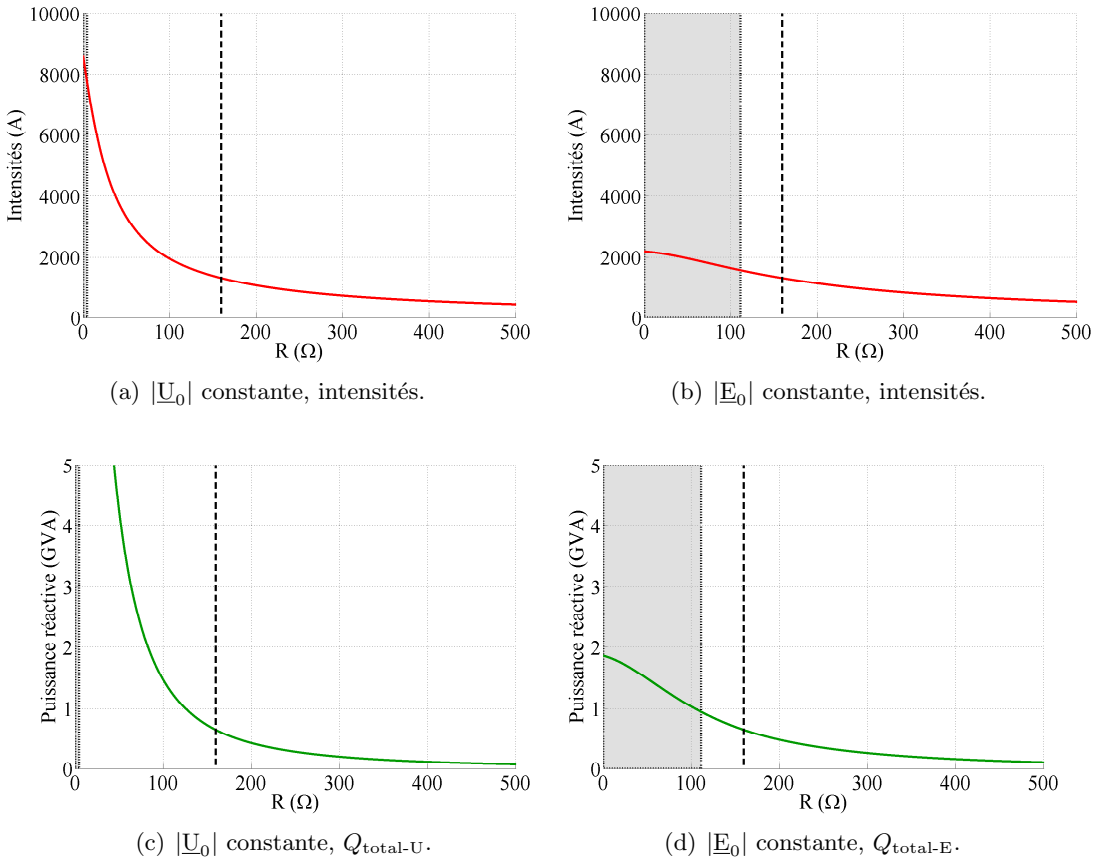
d'autre du maximum de la courbe, et conformément à la zone de fonctionnement favorable du circuit, R_0 est la plus grande valeur de $R_\pm$:

$$R_0 = \frac{1}{2}\frac{3|\underline{U}_0|^2 - 2\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}R_\varphi + \sqrt{9|\underline{U}_0|^4 + 12\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}R_s|\underline{U}_0|^2 - 4\mathrm{P}^2_{\text{méca-ext}}X^2_\varphi}}{\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}} \tag{C.18}$$

R_0 est la valeur de la charge où la puissance dissipée dans toutes les résistances est égale à la puissance mécanique fournie par l'alternateur. Compte tenu de la contrainte fixée pour les valeurs relatives de $\mathrm{P}_{\text{méca-ext}}$ et $\mathrm{P}_{\max}$, les paramètres du circuit garantissent que l'inéquation (C.13) soit vérifiée pour R_0.

C.2 Étude complémentaire du régime stationnaire

Nous complétons les résultats en régime stationnaire de la section 2.2. La figure C.4 présente l'intensité et la puissance réactive (pour les valeurs des paramètres du tableau 2.4).



(a) $|\underline{U}_0|$ constante, intensités.

(b) $|\underline{E}_0|$ constante, intensités.

(c) $|\underline{U}_0|$ constante, $Q_{\text{total-U}}$.

(d) $|\underline{E}_0|$ constante, $Q_{\text{total-E}}$.

Figure C.4 – *Intensités, puissance réactive et partie imaginaire de l'énergie de couplage magnétique en régime stationnaire. Les figures (a) et (c) sont calculées pour $|\underline{U}_0|$ maintenue constante, et les figures (b) et (d) le sont à $|\underline{E}_0|$ constante. Les traits tiretés indiquent la valeur de R_0, pour laquelle les valeurs à $|\underline{U}_0|$ et $|\underline{E}_0|$ constantes sont les mêmes, puisqu'il s'agit dans les deux cas du point de fonctionnement initial. Les zones grisées, délimitées par une droite en pointillés, correspondent aux points de fonctionnement inacceptables du circuit en régime stationnaire.*

Intensités

L'intensité est une fonction décroissante de R. Les intensités atteintes à $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ constante sont plus faibles qu'à $|\underline{\mathrm{U}}_0|$ constante et restent dans des limites plus réalistes. Les intensités dépendent du choix de la tension constante et des impédances dans le circuit. On appelle $\underline{\mathrm{I}}_U$ et $\underline{\mathrm{I}}_E$ les intensités à respectivement $|\underline{\mathrm{U}}_0|$ et $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ constantes, telles que :

$$|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{U}}| = \frac{|\underline{\mathrm{U}}_0|}{|\underline{\mathrm{Z}}_s + R|} \tag{C.19}$$

$$|\underline{\mathrm{I}}_{\mathrm{E}}| = \frac{|\underline{\mathrm{E}}_0|}{|\underline{\mathrm{Z}}_\varphi + \underline{\mathrm{Z}}_s + R|} \tag{C.20}$$

Avec les paramètres choisis, X_s est bien plus grand que R_φ et X_φ, ce qui limite l'intensité circulant dans le système. Les figures 2.14(a) et 2.14(b) montrent que les intensités sont plus faibles à $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ constante qu'à $|\underline{\mathrm{U}}_0|$ constante, ce qui corrobore le fait que les puissances soient plus faibles à $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ constante.

Puissances réactives

Q_{total} désigne la puissance réactive dans l'ensemble du système [1] :

$$Q_{\text{total}} = 3\,\mathit{Im}\,(\underline{\mathrm{E}}\,\underline{\mathrm{I}}^*) = 3\omega_0(L_s + L_\varphi)|\underline{\mathrm{I}}|^2 \tag{C.21}$$

On définit $Q_{\text{total-U}}$ et $Q_{\text{total-E}}$, les expressions de la puissance réactive pour $|\underline{\mathrm{U}}_0|$ et $|\underline{\mathrm{E}}_0|$ constantes :

$$Q_{\text{total-U}} = 3|\underline{\mathrm{U}}_0|^2 \frac{\omega_0(L_s + L_\varphi)}{(R_\varphi + R)^2 + (\omega_0 L_\varphi)^2} \tag{C.22}$$

$$Q_{\text{total-E}} = 3|\underline{\mathrm{E}}_0|^2 \frac{\omega_0(L_s + L_\varphi)}{(R_s + R_\varphi + R)^2 + \big(\omega_0(L_s + L_\varphi)\big)^2} \tag{C.23}$$

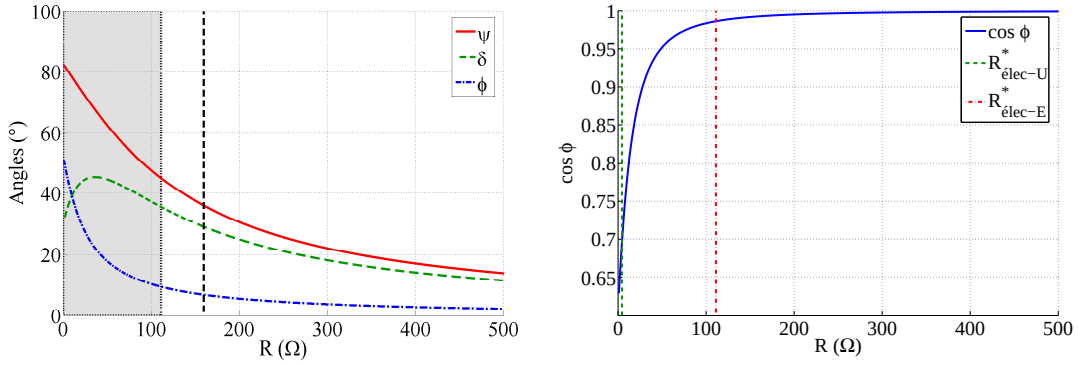
Les figures C.4(c) et C.4(d) présentent $Q_{\text{total-U}}$ et $Q_{\text{total-E}}$.

Angles

La figure C.5(a) présente les valeurs des angles dans le circuit :
- δ est l'angle interne de l'alternateur, soit le déphasage entre la tension à vide $\underline{\mathrm{E}}$ et la tension de sortie $\underline{\mathrm{U}}$ de l'alternateur, qui est aussi celui entre $\underline{\Phi}_{\mathrm{r}\to\,\mathrm{s}}$ et $\underline{\Phi}_{\text{stator}}$;
- φ est l'angle de charge, défini comme le déphasage entre $\underline{\mathrm{U}}$ et $\underline{\mathrm{I}}$. Cet angle est nul quand le système en aval de $\underline{\mathrm{U}}$ est purement résistif. Dans le circuit à une maille, la charge

1. Q_{total} correspond à la puissance réactive dans l'ensemble du système, *i.e.* en aval de la tension à vide de l'alternateur. Notons qu'usuellement la puissance réactive d'un alternateur fait référence à la puissance réactive *fournit* au circuit extérieur triphasé, *i.e.* en aval de la tension de sortie de l'alternateur [11, 23, 84]. Nous appelons Q_{sortie} cette puissance réactive :

$$Q_{\text{sortie}} = 3\,\mathit{Im}\,(\underline{\mathrm{U}}\,\underline{\mathrm{I}}^*) = 3\omega_0 L_\varphi|\underline{\mathrm{I}}|^2$$



(a) Angles. (b) $\cos\varphi$.

Figure C.5 – *Angles dans le circuit à une maille. La figure (a) représente la variation des angles en régime stationnaire. Les angles ne dépendent que des impédances du circuit. La verticale marque R_0 de façon à retrouver les valeurs au point de fonctionnement initial. La zone grisée délimite la zone de fonctionnement favorable pour $|\underline{E}_0|$ maintenue constante. La figure (b) se focalise sur l'angle de charge φ (noté ϕ avec Matlab, le logiciel utilisé pour la simulation). On représente $R^*_{total\text{-}U}$ et $R^*_{total\text{-}E}$ ce qui permet de vérifier que $\cos\varphi \geq 0,9$ pour un point de fonctionnement favorable du système ($R \geq R^*_{total\text{-}E}$).*

est purement réactive, mais l'angle de charge n'est pas nul, car le système T & D est inductif et à l'origine d'un déphasage entre $\underline{U}$ et $\underline{I}$;

– ψ est la somme des deux angles précédents et mesure le déphasage entre $\underline{E}$ et $\underline{I}$. Il est notamment utile pour calculer l'énergie magnétique et les puissances active et réactive opposées à l'alternateur.

Nous pouvons remarquer que les angles dépendent uniquement des impédances du circuit et non pas de l'intensité y circulant, ni du choix de la tension maintenue constante. Les angles ont les expressions suivantes :

$$\varphi = \arctan\left(\frac{\omega_0 L_\varphi}{R_\varphi + R}\right) \tag{C.24}$$

$$\psi = \arctan\left(\frac{\omega_0 (L_s + L_\varphi)}{R_s + R_\varphi + R}\right) \tag{C.25}$$

$$\delta = (\psi - \varphi) \tag{C.26}$$

Les trois angles sont des fonctions décroissantes de R sur la zone de fonctionnement favorable du circuit. Les angles augmentent quand la puissance électrique dissipée dans le circuit augmente. En effet, quand R diminue, le caractère inductif du réseau devient prépondérant, et $\tan\varphi$ et $\tan\psi$ augmentent. Le fait que δ augmente traduit également que le couple mécanique fourni par l'alternateur augmente quand R diminue.

La figure C.5(b) représente en particulier la valeur de $\cos\varphi$. Cette courbe nous permet de vérifier que pour les points de fonctionnement retenus du circuit à une maille (à droite de la ligne mixte rouge) $\cos\varphi \geq 0,9$. Le fait que $\cos\varphi$ ne soit pas plus petit que la valeur nominale de l'alternateur montre que le système en aval de l'alternateur est moins inductif que ce que permet l'alternateur. Ceci s'explique notamment car nous avons connecté au circuit une charge purement résistive.

ANNEXE D

Caractéristiques techniques des moyens de production

Les données techniques relatives aux moyens de production reportées dans cette annexe sont extraites du manuel d'électrotechnique [5]. On dispose des données pour :

- les turbines vapeur des centrales fossiles. Les turbines vapeur sont généralement composées de deux turbines pour extraire le travail lié à la détente de la vapeur. Une première turbine récupère le travail dans une enceinte à haute pression, puis une seconde turbine fonctionne dans une enceinte à basse pression. On distingue les centrales dites :
  - *tandem compound*, où les axes de rotation des turbines sont alignés et les turbines n'entraînent qu'un seul rotor ;
  - *cross compound*, où les axes de rotation sont séparés et les turbines entraînent la rotation de deux rotors distincts.

  Les caractéristiques des centrales différent selon les modèles et sont reportées dans les tables D.1, D.2, D.3, D.4 et D.5 ;
- les centrales hydrauliques, dont les valeurs sont présentées dans les tables D.6 et D.7 ;
- les centrales nucléaires à la table D.8.

Les figures D.1 et D.2 présentent respectivement les dispersions des valeurs de x_d et H en fonction de la puissance apparente nominale des machines et par type.

		F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
S	MVA	25.0	35.3	51.2	75.0	100.0	125.0	147.1
$\|\underline{U}\|$	kV	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	15.5	15.5
FP		0.80	0.85	0.80	0.80	0.80	0.85	0.85
x_d	pu	1.250	1.400	1.270	1.050	1.180	1.220	1.537
x_q	pu	1.220	1.372	1.240	0.980	1.050	1.160	1.520
E_{cin}	MW.s	125.4	154.9	260.0	464.0	498.5	596.0	431.0
H	s	5.02	4.39	5.08	6.19	4.98	4.77	2.93

Table D.1 – *Données techniques des centrales fossiles à turbines vapeur (*tandem compound*).*

		F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14
S	MVA	160.0	192.0	233.0	270.0	330.0	384.0	410.0
$\|\underline{U}\|$	kV	15.0	18.0	20.0	18.0	20.0	24.0	24.0
FP		0.85	0.85	0.85	0.85	0.90	0.85	0.90
x_d	pu	1.700	1.651	1.569	1.700	1.950	1.798	1.767
x_q	pu	1.640	1.590	1.548	1.620	1.920	1.778	1.747
E_{cin}	MW.s	634.0	634.0	960.5	1 115.0	992.0	1 006.5	1 518.7
H	s	3.97	3.30	4.12	4.13	3.00	2.62	3.70

Table D.2 – *Données techniques des centrales fossiles à turbines vapeur (*tandem compound*) (suite).*

		F15	F16	F17	F18	F19	F20	F21
S	MVA	448.0	512.0	552.0	590.0	835.0	896.0	911.0
$\|\underline{U}\|$	kV	22.0	24.0	24.0	22.0	20.0	26.0	26.0
FP		0.85	0.90	0.90	0.95	0.90	0.90	0.90
x_d	pu	1.670	1.700	1.780	2.110	2.183	1.790	2.040
x_q	pu	1.600	1.650	1.770	2.020	2.157	1.715	1.960
E_{cin}	MW.s	1 190.0	1 347.2	3 010.0	1 368.0	2 206.4	2 625.0	2 265.0
H	s	2.66	2.63	5.45	2.32	2.64	2.93	2.49

Table D.3 – *Données techniques des centrales fossiles à turbines vapeur (*tandem compound*) (fin).*

		CF1hp	CF1bp	CF2hp	CF2bp	CF3hp	CF3bp
S	MVA	128.0	128.0	192.0	192.0	278.3	221.7
$\|\underline{U}\|$	kV	13.8	13.8	18.0	18.0	20.0	20.0
FP		0.85	0.85	0.85	0.85	0.90	0.90
x_d	pu	1.680	1.660	1.670	1.670	1.675	1.581
x_q	pu	1.610	1.590	1.640	1.640	1.648	1.531
E_{cin}	MW.s	305.0	787.0	596.7	650.7	464.0	1 418.0
H	s	2.38	6.15	3.10	3.39	1.67	6.40

Table D.4 – *Données techniques des centrales fossiles turbines vapeur (*cross compound*).*

		CF4hp	CF4bp	CF5hp	CF5bp
S	MVA	445.0	375.0	483.0	426.0
$\|\underline{U}\|$	kV	22.0	22.0	22.0	22.0
FP		0.90	0.90	0.90	0.90
x_d	pu	1.650	1.500	1.800	1.750
x_q	pu	1.590	1.400	1.720	1.580
E_{cin}	MW.s	639.5	3 383.5	663.0	2 539.0
H	s	1.44	9.02	1.31	5.96

Table D.5 – *Données techniques des centrales fossiles turbines vapeur (*cross compound *(suite)).*

		H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9
S	MVA	9.00	17.5	25.0	35.0	40.0	54.0	65.8	75.0	86.0
$\|\underline{U}\|$	kV	6.90	7.33	13.2	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
FP		0.90	0.80	0.95	0.90	0.90	0.90	0.95	0.95	0.90
x_d	pu	0.911	1.070	1.020	1.000	0.990	1.130	0.900	0.495	1.050
x_q	pu	0.580	0.660	0.650	0.620	0.615	0.680	0.540	0.331	0.670
E_{cin}	MW.s	23.5	117.0	183.0	254.0	107.9	168.0	176.0	524.0	233.0
H	s	2.61	6.68	7.32	7.26	2.70	3.11	2.68	6.99	2.70

Table D.6 – *Données techniques des centrales hydrauliques.*

		H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18
S	MVA	100.1	115.0	125.0	131.0	145.0	158.0	231.6	250.0	615.0
$\|\underline{U}\|$	kV	13.8	12.5	13.8	13.8	14.4	13.8	13.8	18.0	15.0
FP		0.90	0.85	0.90	0.90	0.90	0.90	0.95	0.85	0.98
x_d	pu	1.014	1.060	1.050	1.010	0.953	0.920	0.930	0.995	0.898
x_q	pu	0.770	0.610	0.686	0.570	0.573	0.510	0.690	0.568	0.646
E_{cin}	MW.s	312.0	439.0	392.1	458.4	469.0	502.0	786.0	1 603.0	3 166.0
H	s	3.12	3.82	3.14	3.50	3.23	3.17	3.39	6.41	5.15

Table D.7 – *Données techniques des centrales hydrauliques (suite).*

		N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8
S	MVA	76.8	245.5	500.0	920.3	1 070.0	1 280.0	1 300.0	1 340.0
$\|\underline{U}\|$	kV	13.8	14.4	18.0	18.0	22.0	22.0	25.0	25.0
FP		0.85	0.85	0.90	0.90	0.90	0.95	0.90	0.90
x_d	pu	1.660	1.710	1.782	1.790	1.933	2.020	2.129	1.693
x_q	pu	1.580	1.630	1.739	1.660	1.743	1.860	2.074	1.636
E_{cin}	MW.s	281.7	1 136.0	1 990.0	3 464.0	3 312.0	4 690.0	4 580.0	4 698.0
H	s	3.67	4.62	3.98	3.76	3.10	3.66	3.52	3.51

Table D.8 – *Données techniques des centrales nucléaires.*

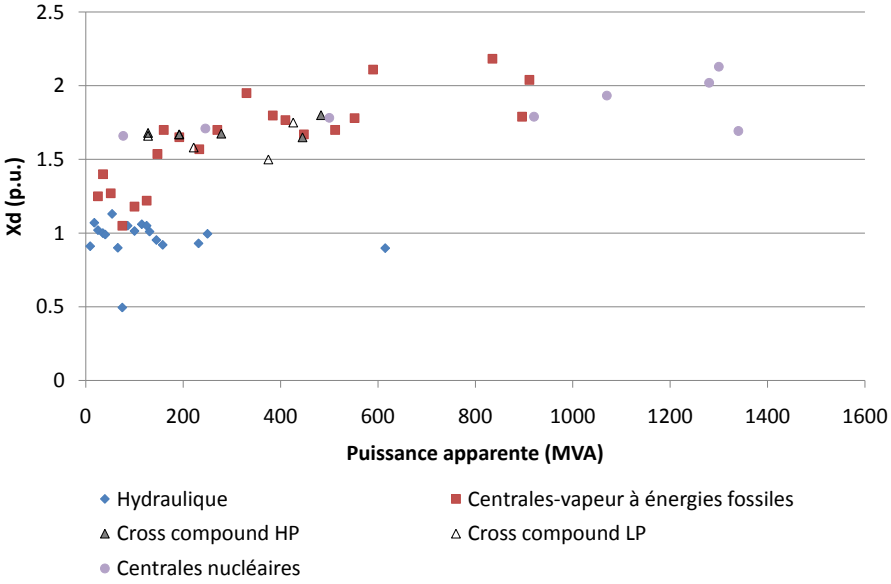


Figure D.1 – *Réactance synchrone x_d (p.u.).*

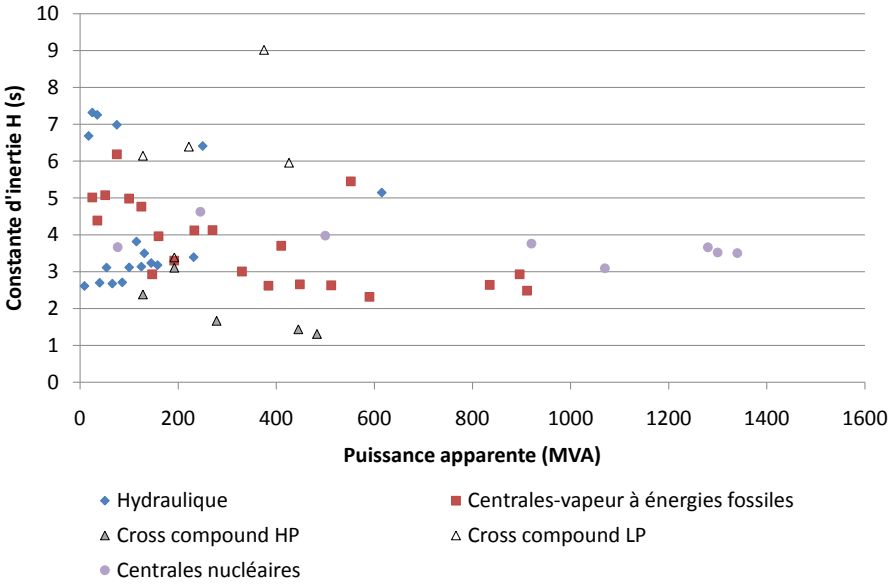


Figure D.2 – *Constante d'inertie H (s).*

Bibliographie

[1] Mathieu Accadebled : Projet *Géothermie – Réunion*, accompagnement au passage de la phase d'exploration de la ressource géothermale à la reconnaissance par forage. Rapport technique, Agence Régionale de l'Énergie Réunion, 2004.

[2] PETREL - île de La Réunion Plan économique de Transition et de Relance via des énergies 100% Locales à l'île de La Réunion. Rapport technique, Agence Régionale de l'Énergie Réunion, 2009.

[3] Les projets énergies de la mer en cours à l'île de La Réunion. Rapport technique, Agence Régionale de l'Énergie Réunion, 2010.

[4] Michel Aguet et Jean-Jacques Morf : *Énergie électrique*, volume XII de *Traité d'Électricité*. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1987.

[5] Paul M. Anderson et Abdel-Aziz A. Fouad : *Power system control and stability*. The Iowa State University Press, 1977.

[6] Edi Assoumou : *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long-terme dans le contexte français*. Thèse de doctorat, Mines ParisTech, 2006.

[7] Jean-Louis Barbet : Le système électrique réunionnais. 2009.

[8] Patrick Bastard : *Fonctionnement et réglage des systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique*. Supélec, Octobre 1998.

[9] Hamid Ben-Ahmed, Nicolas Bernard, Gilles Feld et Bernard Multon : Machines synchrones : principes généraux et structures. *Techniques de l'ingénieur*, (D 3 520):1–20, Août 2005.

[10] Hamid Ben-Ahmed, Nicolas Bernard, Gilles Feld et Bernard Multon : Machines synchrones : fonctionnement en régime permanent. *Techniques de l'ingénieur*, (D 3 522):1–20, 2007.

[11] Arthur R. Bergen et Vijay Vittal : *Power System Analysis*. Prentice-Hall Series, 2 édition, 2000.

[12] Jean Bergougnoux : Le secteur électrique : du monopole à la concurrence. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 007):1–10, 2001.

[13] J. Frederic Bonnans : Mathematical Study of very High Voltage Power Networks (3 parts). Research Report RR-2408, INRIA, 1994, 1995, 1997. Projet PROMATH.

[14] Pierre Bornard, Michel Pavard et Georges Testud : Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 091):12, 2005.

[15] Pierre Bornard, Michel Pavard et Georges Testud : Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 092):14, 2005.

[16] Richard E. Brown et Michael Marshall : Budget constrained planning to optimize power system reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):887–892, May 2000.

[17] Jean Chatelain : *Machines électriques, Tomes 1 et 2*, volume X de *Traité d'Électricité*. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1984.

[18] Note d'évaluation du potentiel hydroélectrique du bassin Réunion (document d'accompagement du SDAGE). Rapport technique 08F-035 RP02 Rev 02, Comité de bassin de La Réunion, juillet 2008.

[19] commissariat général au développement durable : Le projet Réunion 2030 – GERRI. *le point sur*, 28(28):4, Octobre 2009.

[20] Pascal Couffin et Marion Perrin : Le stockage des énergies intermittentes. *Clefs CEA*, (50-51):136–138, 2004.

[21] Renaud Crassous : *Modéliser le long terme dans un monde de second rang : application aux politiques climatiques*. Thèse de doctorat, Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l'Environnement (Agro ParisTech), Novembre 2008.

[22] Amy Dahan-Dalmedico : *Les modèles du futur. Changement climatique et scénarios économiques : enjeux scientifiques et politiques*. Paris, La découverte, 2007.

[23] Frédéric de Coulon et Marcel Jufer : *Introduction à l'électrotechnique ($8^{ème}$ édition)*, volume I de *Traité d'Électricité*. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 2001.

[24] DESERTEC : http ://www.desertec.org/.

[25] Protocole pour une gestion dynamique et responsable du foncier agricole. Rapport technique, Direction de l'Agriculture et de la Forêt de La Réunion, 2008.

[26] Direction générale de l'énergie et du climat : Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, période 2009-2020 (rapport au Parlement). Rapport technique, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, 2009.

[27] Mathilde Drouineau, Vincent Mazauric, Edi Assoumou et Nadia Maïzi : Network reliability assessment towards long term planning. *In Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, pages 1 –5, 2008.

[28] Mathilde Drouineau, Vincent Mazauric et Nadia Maïzi : Minimising electrical losses in long term power planning. *In 23^{th} European Conference on Operational Research*, 2009.

[29] Mathilde Drouineau, Vincent Mazauric, Jean-Noël Vincent et Alain Anglade : Eco-design stakes of electrical steel : Dynamic losses sensitivity. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, 320(20):e1070 – e1073, 2008. Proceedings of the 18th International Symposium on Soft Magnetic Materials.

[30] Isaac Dyner et Erik R. Larsen : From planning to strategy in the electricity industry. *Energy Policy*, 29(13):1145 – 1154, 2001.

[31] Thomas H. Einstein : Magnetic energy storage in synchronous machines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 92(1):346–351, janvier 1973.

[32] Mohammed A. H. El-Sayed : Reliability modeling for expansion-planning of electric-powerplants. *IEEE Transactions on Reliability*, 40(3):316–321, août 1991.

[33] Bilan Prévisionnel de l'équilibre Offre / Demande d'électricité en Corse et Outre-mer à l'horizon 2015 (actualisation 2010). Rapport technique, Électricité de France, 2010.

[34] Bilan Prévisionnel Pluriannuel : investissements en production (La Réunion). Rapport technique, Électricité de France, 2009.

[35] *Annual Energy Review 2007*. Numéro 0384. Energy Information Administration, Department of Energy, Whashington DC, USA, June 2008.

[36] Operation Handbook. Rapport technique, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2004.

[37] Richard P. Feynman, R. B. Leighton, M. Sands et ML Duboin : *Le cours de physique de Feynman*. 1986.

[38] Meadhbh E. Flynn, W. Paul Sheridan, Joseph D. Dillon et Mark J. O'Malley : Reliability and reserve in competitive electricity market scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1):78–87, février 2001.

[39] Jean-Luc Fraisse et Jean-Paul Horson : Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 241):1–16, Mai 2010.

[40] Ken Furusawa, Kenji Okada et Hiroshi Asano : A method of evaluating transmission network expansion plan considering security constraints and supply reliability index. *In IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition PES '09*, pages 1–6, mars 15–18, 2009.

[41] Maurizio Gargiulo : *Getting started with TIMES-VEDA (version 2.7).* Energy Technology Systems Analysis Program, May 2009.

[42] Gary Goldstein et GianCarlo Tosato : *Global energy systems and common analyses : Final Report of Annex X (2005-2008).* IEA/OECD Energy Technology Systems Analysis Programme, 2008.

[43] B. G. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. Costa et M. V. F. Pereira : Power system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(1):129–136, février 1993.

[44] Gilles Guerassimoff, Nadia Maïzi et la promotion du mastère OSE : *Îles et Énergie : un paysage de contrastes.* Les Presses-MINES ParisTech, 2008.

[45] Gilles Guerassimoff, Nadia Maïzi et la promotion du mastère OSE : *Eau et énergie : destins croisés.* Les Presses-MINES ParisTech, 2010.

[46] J. Horacio Tovar Hernandez, Miguel Jimenez-Guzman et Guillermo Gutierrez-Alcaraz : Ancillary reactive power service allocation cost in deregulated markets : a methodology. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(5-6):371 – 378, 2005.

[47] Eric Hirst et Brendan Kirby : Electric-power ancillary services. Rapport technique ORNL/CON-426, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, 1996.

[48] Marija D. Ilic : From hierarchical to open access electric power systems. *Proceedings of the IEEE*, 95(5):1060–1084, mai 2007.

[49] *World Energy Investment Outlook 2003.* International Energy Agency (Organisation for Economic Cooperation and Development), 2003.

[50] *Energy Technology Perspectives : scenarios and strategies to 2050.* International Energy Agency (Organisation for Economic Cooperation and Development), 2008.

[51] *CO_2 Emissions from fuel combustion 2009 – Highlights.* International Energy Agency (Organisation for Economic Cooperation and Development), 2009.

[52] *Key world energy statistics from the IEA.* International Energy Agency (Organisation for Economic Cooperation and Development), 2009.

[53] *World Energy Outlook 2009.* International Energy Agency (Organisation for Economic Cooperation and Development), 2009.

[54] *Key world energy statistics from the IEA.* International Energy Agency (Organisation for Economic Cooperation and Development), 2010.

[55] E. T. Jaynes : Information theory and statistical mechanics. *The Physical Review*, 106(4):620–630, May, 15 1957.

[56] Philippe Jeannin et Jacques Carpentier : Réseaux de puissance : Méthodes de résolution des équations. *Techniques de l'ingénieur*, (D 1 120):1–16, 1994.

[57] Paul Joskow et Jean Tirole : Reliability and competitive electricity markets. *Cambridge working papers in economics*, 0450, 2004.

[58] Philippe Juston, Fabrice Guy, Sébastien Henry et Pascal Bertolini : Contrôle de la participation des groupes de production français aux réglages de fréquence et de tension. *Revue de l'Electricité et de l'Electronique*, (5):23–30, 2008.

[59] Argyris G. Kagiannas, Dimitris Th. Askounis et John Psarras : Power generation planning : a survey from monopoly to competition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 26(6):413 – 421, 2004.

[60] A. Kassatkine et M. Pérékaline : *Cours d'électrotechnique*. MIR, Moscou, 1967.

[61] A.B. Khairuddin, S.S. Ahmed, M.W. Mustafa, A.A.M. Zin et H. Ahmad : A novel method for ATC computations in a large-scale power system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(2):1150 – 1158, may 2004.

[62] Bredan Kirby et Eric Hirst : Ancillary service details : Voltage control. Rapport technique ORNL/CON-453, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, 1997.

[63] Beste KüçükyazicI, Linet Özdamar et Shaligram Pokharel : Developing concurrent investment plans for power generation and transmission. *European Journal of Operational Research*, 166(2):449 – 468, 2005.

[64] Vincent Krakowski : Exploiter le potentiel renouvelable pour la production d'électricité : apports des nouveaux réseaux et problématiques associées. Rapport technique, rapport de stage du mastère OSE, mission MINES ParisTech/EDF, 2010.

[65] C.W. Lee, S.K.K. Ng, J. Zhong et F.F. Wu : Transmission expansion planning from past to future. *In Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pages 257 –265, 292006-nov.1 2006.

[66] Richard Loulou, Gary Goldstein et Ken Noble : *Documentation of the MARKAL Family of Models*. Energy Technology Systems Analysis Program, October 2004.

[67] Richard Loulou, Uwe Remme, Amit Kanudia, Antti Lehtila et Gary Goldstein : *Documentation for the TIMES Model (Parts I to III)*. Energy Technology Systems Analysis Program, April 2005.

[68] Nadia Maïzi : *Modélisation prospective et politiques de lutte contre le changement climatique*. MINES ParisTech, 2010.

[69] Nadia Maïzi, Edi Assoumou, Marc Bordier, Gilles Guerassimoff et Vincent Mazauric : Key features of the electricity production sector through long-term planning : the French case. *In Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pages 1796–1801, Atlanta, GA, octobre/novembre 2006.

[70] Nadia Maïzi, Vincent Mazauric, Edi Assoumou et Mathilde Drouineau : Long-term planning and the sustainable power system : A focus on flexibility needs and network reliability. *In Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pages 1 –6, march 2009.

[71] Nadia Maïzi, Sandrine Selosse et Edi Assoumou : Power generation under post Copenhagen emission reduction pledges. *In 2nd International Conference on Engineering Optimization*, 2010.

[72] Pierre Massé : *Le Plan ou l'anti-hasard (réédition)*. Numéro ISBN : 2-7056-6152-6 de Savoir / Cultures. 1991.

[73] Vincent Mazauric : *Une approche variationnelle de l'électromagnétisme*. Schneider Electric / Mines ParisTech, Décembre 2009.

[74] Vincent Mazauric et Nadia Maïzi : A global approach of electromagnetism dedicated to further long-term planning. volume 7, pages 2130003–2130004. WILEY-VCH Verlag, 2007.

[75] Vincent Mazauric et Nadia Maïzi : Réussir l'efficacité énergétique du vecteur électrique : enjeux, méthodologie, éco-conception, solutions, prospective. *REE. Revue de l'électricité et de l'électronique*, 5:111–119, 2008.

[76] Vincent G. Mazauric : From thermostatistics to Maxwell's equations : a variational approach of electromagnetism. *IEEE Transactions on Magnetics*, 40:945–948, 2004.

[77] Bruno Meyer, Michel Jerosolimski et Marc Stubbe : Outils de simulation dynamique des réseaux électriques. *Techniques de l'ingénieur*, (D 4 120):1–22, 1998.

[78] James A. Momoh, M.E El-Hawary et Rambabu Adapa : A review of selected optimal power flow literature to 1993. Parts I & II. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):96 –111, feb 1999.

[79] Alan Mullane, Garth Bryans et Mark O'Malley : Kinetic energy and frequency response comparison for renewable generation systems. *In 2005 International Conference on Future Power Systems*, page 6, 2005.

[80] Special report : Electric industry concerns on the reliability impacts of climate change initiatives. Rapport technique, North American Electric Reliability Corporation, Princeton, USA, November 2008.

[81] Bilan énergétique 2008 de l'île de La Réunion. Rapport technique, Observatoire Énergie Réunion, Agence Régionale de l'Énergie Réunion, 2009.

[82] *The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative Memorandum of Understanding*. 2010.

[83] Adela Pagès, Jacek Gondzio et Narcís Nabona : Warmstarting for interior point methods applied to the long-term power planning problem. *European Journal of Operational Research*, 197(1):112 – 125, 2009.

[84] Christophe Prévé et Robert Jeannot : Guide de conception des réseaux électriques industriels. Rapport technique 6 883 427/A, Schneider Electric, DAS Transport et Distribution, Activité Ensembles et Applications, Février 1997.

[85] Ricardo Raineri, Sebastian Ríos et D. Schiele : Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry : an international comparison. *Energy Policy*, 34(13):1540 – 1555, 2006.

[86] Uwe Remme : *Training on ETSAP tools*. École des Mines de Paris, Sophia-Antipolis, France, December 2008.

[87] Région Réunion : *Ma région et moi*, (5):3,21–28, 2007.

[88] Vincent Rious, Jean-Michel Glachant, Yannick Perez et Philippe Dessante : The diversity of design of TSOs. *Energy Policy*, 36(9):3323 – 3332, 2008.

[89] Richard E. Rosenthal : *GAMS – A User's Guide*. GAMS Development Corporation, Washington DC, USA, July 2011.

[90] Rapport annuel sur la qualité de l'électricité – résultats 2009. Rapport technique, Réseau de Transport d'Électricité.

[91] Mémento de la sûreté du système électrique. Rapport technique, Réseau de Transport d'Électricité, 2004.

[92] Documentation technique de référence. Rapport technique, Réseau de Transport d'Électricité, 2009.

[93] Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Rapport technique, Réseau de Transport d'Électricité, 2011.

[94] *SmartGrids : European Technology Platform*. http ://www.smartgrids.eu.

[95] William D. Stevenson : *Elements of power system analysis, Fourth Edition*. McGraw-Hill in Electrical Engineering, 1982.

[96] Héléna Wagret : L'instabilité du réseau insulaire accentuée par le développement du photovoltaïque. Rapport technique, rapport de stage du mastère OSE, mission MINES ParisTech/EDF, 2010.

[97] Daniel Weisser : On the economics of electricity consumption in small island developing states : a role for renewable energy technologies ? *Energy Policy*, 32(1):127 – 140, 2004.

[98] Min Xie, Jin Zhong et F.F. Wu : Multiyear transmission expansion planning using ordinal optimization. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(4):1420 –1428, 2007.

[99] C.W. Yu, X.S. Zhao, F.S. Wen, C.Y. Chung, T.S. Chung et M.X. Huang : Pricing and procurement of operating reserves in competitive pool-based electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 73(1):37 – 43, 2005.

Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique

Résumé : La fiabilité de fourniture est une caractéristique essentielle des systèmes électriques : elle évalue leur capacité à se prémunir d'incidents d'exploitation et repose sur leurs réserves dynamiques, caractérisées par le plan de tension et la fréquence et dont les temps caractéristiques varient entre quelques millisecondes et quelques heures. Or, les exercices de prospective long terme, s'intéressant à l'évolution des systèmes énergétiques sur plusieurs décennies, ne permettent pas d'apprécier cette fiabilité de fourniture et les systèmes électriques proposés sur l'horizon prospectif peuvent alors ne plus la garantir. Ceci d'autant plus que l'intégration massive d'énergies renouvelables pourrait se faire au détriment de la fiabilité, du fait de la complexité induite par la gestion de l'intermittence.

L'enjeu de notre étude est de rendre compatible l'évaluation de la fiabilité avec la dynamique temporelle associée aux exercices prospectifs de long terme. Nous proposons une représentation agrégée des systèmes électriques élaborée à travers une description thermodynamique de l'électromagnétisme. Cette approche nous permet d'établir deux indicateurs de fiabilité relatifs aux réserves dynamiques du système électrique et donc de quantifier de façon originale le niveau de fiabilité d'un système électrique en fonction du mix de production qui lui est associé.

L'intérêt des indicateurs est démontré pour l'île de La Réunion où l'étude de la fiabilité du système électrique est réalisée sur les résultats issus de l'exercice de prospective long terme avec le modèle TIMES. Ce cas d'étude illustre particulièrement bien notre problématique puisque les acteurs publics de l'île se sont fixé l'objectif d'un mix de production d'électricité en 2030 issu de 100 % d'énergies renouvelables. L'analyse de ce scénario, et de quelques variantes, montre que les niveaux des réserves dynamiques diminuent avec l'intégration massive d'énergies renouvelables et qu'ils sont particulièrement préoccupants pendant la journée, lorsque la production intermittente est importante. On illustre ainsi comment, grâce à la mise en œuvre de nos indicateurs, il est désormais possible de discuter les conditions dans lesquelles la fiabilité continuerait à être assurée et à quel niveau, ce qui permet d'arbitrer entre l'ambition de décarbonation du mix électrique et la qualité de fourniture attendue.

Mots clefs : Modélisation prospective ; système électrique ; fiabilité de la fourniture d'électricité ; approche thermodynamique de l'électromagnétisme ; Île de La Réunion.

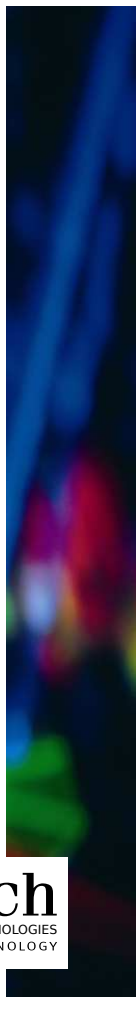
Long-term planning using a multi-scale approach: the issue of power system dynamics

Abstract: A reliable power supply is crucial for operating power systems. Defined as the ability of power systems to lock back into a steady-state condition after sudden disturbance (e.g. load or production fluctuations), reliability is usually ensured through appropriate management of voltage and frequency and involves events whose time scales range from a few milliseconds to a few hours. However, energy planning models, which focus on power systems' long-term development (typically several decades), largely ignore reliability requirements and may consequently provide unrealistic options in this area. Yet this aspect is of tremendous importance, especially when high shares of renewable energy sources, and in particular intermittent energy sources, are expected in electricity production and may threaten supply reliability.

To overcome this drawback, we propose assessing the reliability of supply when evaluating power systems' long-term development. We achieve a global description of power systems relying on variational principles deduced from thermodynamics. The approach provides two reliability indicators related to the dynamic properties of the whole system, namely the magnetic and kinetic reserves available, thus quantifying in an original way the reliability of power supply for a given production mix.

The relevance of the indicators is demonstrated through a prospective analysis of Reunion Island, which is targeting an electricity production mix with 100% renewable energy sources by 2030. We use a TIMES model to provide the electricity sector's responses to this scenario and to different assumptions. Results show that the levels of magnetic and kinetic reserves decrease with the integration of renewable energy sources, and that the levels of the reserves are critically low during the day, when intermittent energy sources can represent up to two thirds of the electricity production. This work thereby illustrates how we can use the two indicators to debate the most appropriate conditions for ensuring the reliability of supply, and makes it possible to choose between the targets of decarbonizing the electricity mix and maintaining an expected level of reliability.

Keywords: Long-term planning; power system; reliability of power supply; thermodynamic variational principles ; Reunion Island.



MINES ParisTech

ParisTech
INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES
PARIS INSTITUTE OF TECHNOLOGY