



HAL
open science

Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables

Anne-Laure Mazauric

► **To cite this version:**

Anne-Laure Mazauric. Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables. Energie électrique. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2021. Français. NNT : 2021GRALT074 . tel-03574610

HAL Id: tel-03574610

<https://theses.hal.science/tel-03574610v1>

Submitted on 15 Feb 2022

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **EEATS – Génie électrique**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Anne-Laure MAZAURIC

Thèse dirigée par **Yvon BESANGER**, et
codirigée par **Quoc Tuan TRAN**

préparée au sein du **CEA Cadarache** et du **G2ELab**
dans **l'École Doctorale EEATS - École doctorale Électronique,
Électrotechnique, Automatique, Traitement du Signal**

Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables

Thèse soutenue publiquement le **5 novembre 2021**,
devant le jury composé de :

Olivier BOUTIN

Prof., Université Aix-Marseille

Examineur

Xavier DOLIGEZ

Chargé de recherche (HDR), Paris Saclay

Rapporteur

Nouredine HADJSAID

Prof., Université Grenoble Alpes

Examineur

Elsa MERLE

Prof., Université Grenoble Alpes

Examineur

Marie-Cécile PERA

Prof., Université Bourgogne Franche-Comté

Président, Rapporteur

Pierre LEMERLE

Ingénieur, EDF R&D

Invité

Yvon BESANGER

Prof., Université Grenoble Alpes

Invité

Jean-Baptiste DROIN

Docteur, ingénieur-chercheur, CEA

Invité

Vincent PASCAL

Ingénieur-chercheur, CEA

Invité

Pierre SCIORA

Ingénieur-chercheur, CEA

Invité

Quoc Tuan TRAN

Prof., INSTN & CEA/INES

Invité



A mes grands-parents.

*« Sous les fleurs de cerisiers
grouille et fourmille
l'humanité. »*

Kobayashi Issa

REMERCIEMENTS

Je voudrais remercier tous celles et ceux qui ont contribué à ces travaux de thèse et à l'aboutissement de ce projet. Je remercie au préalable Gérard Bruno car sans lui tous ces remerciements n'existeraient pas. Il a été le déclic dans la décision de me lancer dans ce projet de la thèse, jusqu'alors inconcevable. Je sais que je l'aurais regretté sinon. Son partage d'expérience m'a aidé dans la décision de poursuivre mes études et d'obtenir le titre de docteur.

Je tiens à remercier tout d'abord Yvon Bésanger pour avoir dirigé ces travaux de thèse. Merci d'avoir pris de votre temps, surtout en début de parcours, pour me former en accéléré aux réseaux électriques. Je remercie également Nouredine Hadjsaïd pour son rôle dans l'encadrement de la thèse, notamment grâce à ses remarques pertinentes pour valoriser au mieux mon travail, et en tant que chef du G2Elab. Merci de m'avoir accueillie au sein du laboratoire au début de la thèse. Je remercie aussi Quoc Tuan Tran d'avoir co-dirigé cette thèse. Par ailleurs, je voudrais remercier Jean-Christophe Bosq, chef du Service de Physique des Réacteurs et du Cycle (SPRC) ainsi que Romain Eschbach et Guillaume Martin, chefs successifs du Laboratoire d'Etudes des Cœurs et du Cycle (LE2C). Je remercie sincèrement Marie-Cécile Alvarez et Claire Vaglio-Gaudard pour leur bienveillance, leur clairvoyance et les conseils avisés lors du Comité de Suivi Individuel (CSI).

Ensuite, je remercie l'ensemble des membres du jury. Je tiens à remercier tout particulièrement Marie-Cécile Péra d'avoir accepté la double casquette de président du jury et de rapporteur. Je remercie également Xavier Doligez d'avoir rapporté mon travail au pied levé et de m'avoir fait part de ces commentaires constructifs dans le but d'améliorer la soutenance finale. Merci à Olivier Boutin, Pierre Lemerle et Elsa Merle d'avoir accepté d'évaluer mon travail.

Ma plus grande reconnaissance va à Pierre Sciora, sans qui, toute cette thèse n'aurait pas été possible. Merci d'avoir formulé ce sujet de thèse, dans lequel je pouvais m'intégrer aisément. Merci pour ta patience, merci pour ton support scientifique, merci pour ton humanité dans les moments difficiles (et moins difficiles) de la thèse. Merci d'avoir rendu la thèse suffisamment consistante. Merci d'avoir été un super d'encadrant ; tu as géré du mieux que tu pouvais, alors que les conditions étaient délicates en raison de la crise du Covid, que tu avais un projet européen sur le feu, et que, surtout, tu es devenu papa. La notion de nuit est devenue abstraite pour toi. Malgré tout ça, tu as toujours été présent pour moi, c'est pourquoi je te suis infiniment reconnaissante. Je remercie, par ailleurs, Jean-Baptiste Droin, d'avoir accepté de rentrer dans l'équipe encadrante au cours de la thèse. Ton aide a été précieuse, notamment sur la partie modélisation nucléaire. Bonne continuation dans cette nouvelle page de la paternité. Enfin, merci à Vincent Pascal d'avoir continué à suivre la thèse, certes de loin, mais toujours avec bienveillance.

Je souhaite remercier également Jean-Christophe Klein de m'avoir ouvert les portes de l'INSTN afin d'accéder au simulateur PWR-C-1300. Je veux également remercier Kevin Marojahan Banjar Nahor de m'avoir épaulée lors de la prise en main du logiciel PowerFactory.

La thèse n'est pas uniquement une expérience scientifique, c'est pourquoi je remercie toutes les personnes qui ont fait de cette période une expérience humaine avant tout. Je remercie Mamadou et Pierre d'avoir rendu la période grenobloise en début de thèse joviale et divertissante. Je remercie l'ensemble des thésards du cluster SYREL au G2Elab ainsi que le personnel et les thésards du SPRC (tout particulièrement Amine, Elias G., Elias V. et Martin) que j'ai eu le plaisir de côtoyer pendant ma thèse. Merci pour ces moments de convivialité autour d'une bière à Aix en Provence. Je souhaite une bonne continuation à Pierre, Barbara, Heddy, Jean et Sébastien pour la suite de leur thèse. Enfin j'envoie du courage à Charly, qui a repris le flambeau de la thèse bi-disciplinaire en collaboration avec le G2Elab.

Merci à toi d'avoir utilisé quelques retours d'expérience de ma thèse sur la partie réseaux électriques notamment et de m'avoir fait me sentir utile.

En outre, je remercie Nicolas d'avoir été mon premier stagiaire, et à ce titre de m'avoir supportée en tant qu'encadrante de stage. Ce fut une expérience enrichissante qui m'a permis de mettre en application des compétences que je ne soupçonnais pas, j'espère tu ne seras pas le dernier.

Enfin, je voudrais remercier ceux qui sont aujourd'hui devenus mes amis précieux. Merci à Alexandre, Camille, Fanny, et Kévin de m'avoir fait vivre trois belles années avec le 230 fun, merci pour vos encouragements dans les moments de doutes et d'hésitations et de vous être réjouis avec moi de mes petites et grandes victoires. Comme dirait un éminent marseillais : vous êtes le sang ! Fanex, votre partage d'expérience est inestimable à mes yeux. Camille chou, tu es mon rayon de soleil de la 3^{ème} année (et pas que !), merci pour ton soutien, et d'avoir amené de la joie dans mon quotidien de thésarde. Enfin Kévin, tu resteras mon binôme de thèse, mieux mon frère ! Merci d'avoir partagé la douloureuse épreuve de la thèse, savoir que l'expérience est partagée rend la chose « plus supportable » en quelque sorte.

Je tiens finalement à remercier ma famille et ma belle-famille pour leurs soutiens durant ces trois années. Merci à mes parents de m'avoir accompagnée financièrement et moralement tout au long de mes études, merci de m'avoir poussée à toujours voir plus loin ; j'espère vous rendre fiers. Merci à ma sœur, qui, même de loin peut me pousser à bout, mais toujours pour mon bien. Mes (presque) derniers remerciements vont à mes amis pour leur soutien indéfectible et plus particulièrement à Lise pour son écoute infallible, son empathie, et ses mots toujours réconfortants et encourageants. Evidemment, je remercie infiniment celui qui est devenu mon époux, Adrien. C'est beaucoup grâce à toi.

RESUME

Le système électrique assure à tout instant un équilibre entre la production et la consommation d'électricité. L'intégration massive de sources d'énergies renouvelables et variables (EnR), telles que l'éolien et le photovoltaïque peut affaiblir cet équilibre offre-demande. Parallèlement, les centrales de productions fortement émettrices en CO₂ tendent, à court terme, à disparaître du paysage énergétique. La suppression des centrales thermiques au profit de l'intégration croissante de ces EnR variables est inscrite dans la stratégie énergétique française de réduction des émissions de CO₂. D'autre part, les centrales nucléaires contribuent en partie à l'équilibre journalier et saisonnier (« suivi de charge », réglage de fréquence) de la production – consommation. Toutefois, l'utilisation à des fins de flexibilité reste limitée du fait de contraintes technologiques et de choix économiques. Ces limites empêchent une modulation de la production nucléaire aussi efficace et rapide que celle des centrales thermiques classiques, qui sont privilégiées lors de fortes perturbations du réseau pour un contrôle rapide de la stabilité.

L'objectif de la thèse est d'étudier, dans un premier temps les contraintes du système électrique notamment liées à une forte pénétration des EnR et les retranscrire en termes de besoin de flexibilité. Dans un second temps, la thèse vise à introduire ces exigences de flexibilité dans la conception d'un réacteur nucléaire à haute flexibilité. De cette façon, le réacteur nucléaire envisagé pourrait participer plus activement à l'équilibre permanent de l'offre et de la demande d'électricité, au contrôle de la fréquence, et à l'intégration des EnR variables sur le réseau. L'approche générale de la thèse consiste à étudier conjointement les défis du système électrique et de surcroît l'impact sur la conception du réacteur via un critère de flexibilité, ce qui permet le découplage des thématiques.

La partie simulation des réseaux étudie les contraintes liées à une forte intégration des EnR sur le système électrique couplées à une réduction des machines thermiques traditionnelles. Des machines nucléaires à haute flexibilité sont introduites et leur impact étudié. La vitesse maximale de variation de la puissance de la machine nucléaire en fonction d'une perturbation EnR est proposée comme paramètre unitaire permettant de relier les deux domaines réseau électrique et conception nucléaire. Cette vitesse est directement paramétrée dans le modèle de régulation de la turbine sans nécessité de représenter le réacteur nucléaire par un modèle dédié.

La partie conception nucléaire propose un modèle simple de chaudière nucléaire permettant de représenter les principaux phénomènes (physiques et régulations) mis en jeu lors des transitoires de puissance à différentes rampes. Les principales grandeurs techniques et technologiques des réacteurs actuels potentiellement limitantes pour la flexibilité sont mises en évidence. Puis, une étude de sensibilité teste différents paramètres de conception, et visualise l'influence de chacun sur les grandeurs d'intérêt afin d'observer la flexibilité du modèle.

MOTS-CLES : Stabilité, Réglage de fréquence primaire, EnR variables, Flexibilité, Conception nucléaire, REP

ABSTRACT

The power system ensures a balance between electricity production and consumption at all times. The massive introduction of renewable and variable energy sources (RES), such as wind and photovoltaic can weaken this supply-demand balance. At the same time, high-carbon power plants will shortly disappear from the power mix. The removal of thermal power plants in favor of the increasing integration of these variable RES is part of the French energy strategy to reduce CO₂ emissions. On the other hand, nuclear power plants contribute in part to the daily and seasonal balance ("load following", frequency control) of production - consumption. However, their use for flexibility purposes remains limited due to technological constraints and economic choices. These limitations prevent nuclear generation from being modulated as efficiently and quickly as conventional thermal power plants, which are preferred during severe grid disturbances for rapid stability control.

The objective of the PhD is to study, in a first step, the constraints of the electrical system, in particular linked to a high penetration of RE and to transcribe it in terms of flexibility needs. In a second step, the PhD aims at introducing these flexibility requirements in the design of a high flexibility nuclear reactor. In this way the considered nuclear reactor could participate more actively in the permanent balance of electricity supply and demand, in frequency control, and in the integration of variable RES on the grid. The general approach of the thesis is to study jointly the challenges of the power system and in addition the impact on the reactor design via a flexibility criterion, which allows the decoupling of the topics.

The network simulation part studies the constraints related to a strong integration of RE on the electrical system coupled with a reduction of the traditional thermal machines. Highly flexible nuclear machines are introduced and their impact studied. The maximum rate of change of the nuclear machine's power as a function of an RE disturbance is proposed as a unitary parameter to link the two domains of power system and nuclear design. This speed is directly parameterised in the turbine control model without the need to represent the nuclear reactor.

The nuclear design part proposes a simple nuclear boiler model allowing to represent the main phenomena (physics and regulation) involved during power transients at different ramps. The main technical and technological parameters of current reactors that may limit flexibility can be highlighted. Then, a sensitivity study assesses the influence of different design parameters, and shows the influence of each on the quantities of interest in order to observe the flexibility of the model.

KEY WORDS: Power system stability, Primary frequency control, Variable RES, Flexibility, Nuclear design, PWR

SOMMAIRE

Résumé.....	iii
Abstract.....	iv
Quelques définitions	ix
Liste des abréviations et acronymes.....	xiii
Introduction générale.....	1
Chapitre I - Contexte général : système électrique et place du nucléaire en France	3
I.1. Contexte général : un système électrique.....	4
I.1.1. Vecteur électricité.....	4
I.1.2. Architecture d'un réseau électrique et évolutions.....	5
I.1.2.1. Architecture traditionnelle.....	5
I.1.2.2. Evolutions	6
I.1.3. Fonctionnement d'un réseau électrique.....	8
I.2. Equilibre production – consommation et stabilité du réseau	9
I.2.1. Classification et réglages de la stabilité	9
I.2.1.1. Classification de la stabilité.....	9
I.2.1.2. Réglage de la fréquence.....	13
I.2.1.3. Causes d'un déséquilibre production - consommation	15
I.2.2. Stabilité et transition énergétique	18
I.2.2.1. Scénarios envisagés pour le système électrique français.....	19
I.2.2.2. Nouveaux usages et maîtrise de la demande	20
I.2.2.3. Challenge de l'insertion des EnR variables	21
I.2.2.4. Modification de la répartition des moyens dits « pilotables ».....	23
I.3. Nucléaire et mix électrique en France	24
I.3.1. Parc et réacteur nucléaire français	24
I.3.2. Flexibilité actuelle du nucléaire.....	27
I.3.2.1. Participation d'une centrale nucléaire au réglage de fréquence et au suivi de charge	27
I.3.2.2. Capacités de modulation de la puissance du nucléaire	28
I.3.2.3. Utilisation du nucléaire pour des opérations de flexibilité	28
I.3.3. Limites de flexibilité du nucléaire	29
I.4. Zoom sur des solutions de flexibilité décarbonées	32
I.4.1. Solutions flexibles matures et smart grids.....	32
I.4.2. Synergies entre nucléaire et EnR : approche système.....	33
I.4.3. Améliorations de la flexibilité dans le design du nucléaire.....	35
I.5. Conclusion du chapitre.....	35
Chapitre II - Problématique, méthodologie et cadre de la thèse	37
II.1. Enjeux clés de la thèse	38
II.2. Problématique de la thèse.....	38
II.3. Méthodologie : approche innovante à l'interface entre deux thématiques	39

II.3.1.	Partie réseau électrique	39
II.3.2.	Partie conception réacteur nucléaire	40
II.4.	Cadrage et hypothèses de la thèse	40
Chapitre III	- Construction du modèle de réseau électrique cible	43
III.1.	Introduction	44
III.2.	Définition du besoin et outil de la modélisation.....	44
III.3.	Le réseau « 4-machines » de base.....	47
III.3.1.	Généralités sur le réseau.....	47
III.3.2.	Modification de la fréquence nominale.....	47
III.3.3.	Modélisation des composants du réseau	48
III.3.3.1.	<i>Les éléments passifs.....</i>	<i>48</i>
III.3.3.2.	<i>Le générateur : machine synchrone et régulations.....</i>	<i>53</i>
III.3.4.	Caractéristiques du réseau et <i>load flow</i>	58
III.4.	Adaptation du réseau 4-machines : modélisation du nucléaire et ajout d'une source d'EnR variable.....	59
III.4.1.	Adaptation d'une régulation de vitesse nucléaire à partir d'un modèle de thermique ...	59
III.4.1.1.	<i>Caractéristique d'un modèle classique de gover.....</i>	<i>60</i>
III.4.1.2.	<i>Etudes de sensibilité sur le statisme et le temps d'inertie du gover.....</i>	<i>61</i>
III.4.2.	Ajout de sources de production renouvelable variable	63
III.4.2.1.	<i>Cas de la modélisation éolienne.....</i>	<i>64</i>
III.4.2.2.	<i>Cas de la modélisation photovoltaïque.....</i>	<i>69</i>
III.4.2.3.	<i>Modélisation de la source EnR variable équivalente</i>	<i>69</i>
III.5.	Bilan sur le réseau « 4-machines » adapté	72
III.5.1.	<i>Load flow</i> et capacités installées.....	72
III.5.2.	Transitoire type : influence d'une perturbation sur le réseau « 4-machines ».....	72
III.6.	Conclusion du chapitre.....	73
Chapitre IV	- Détermination d'un critère de flexibilité à partir du réseau électrique.75	
IV.1.	Introduction	76
IV.2.	Réseau sous contraintes et stabilité.....	76
IV.2.1.	Configurations étudiées.....	76
IV.2.2.	Cas #1 et #2 : réseaux carbonés avec ressources flexibles	77
IV.2.2.1.	<i>Faible perturbation EnR.....</i>	<i>78</i>
IV.2.2.2.	<i>Perturbation EnR accrue</i>	<i>79</i>
IV.2.3.	Cas #3 : Retrait des moyens pilotables carbonés	79
IV.2.4.	Synthèse	81
IV.3.	Nucléaire flexible et stabilité.....	82
IV.3.1.	Influence de la rampe maximale d'une unité nucléaire.....	82
IV.3.2.	Obtention d'un critère de flexibilité.....	83
IV.3.3.	Etude de sensibilité du critère de flexibilité	84
IV.3.3.1.	<i>Influence de la localisation de l'unité nucléaire flexible</i>	<i>84</i>
IV.3.3.2.	<i>Influence du nombre d'unités nucléaires flexibles.....</i>	<i>85</i>
IV.3.3.1.	<i>Puissance nominale de l'unité flexible.....</i>	<i>87</i>

IV.4.	Conclusion du chapitre.....	87
Chapitre V	- Modélisation simplifiée de la dynamique d'un réacteur nucléaire : vers un nucléaire plus flexible.....	90
V.1.	Introduction	91
V.2.	Elaboration d'un outil de modélisation : pourquoi ?	91
V.2.1.	Définition du besoin.....	91
V.2.1.1.	<i>Cahier des charges</i>	91
V.2.1.2.	<i>Choix du réacteur étudié</i>	92
V.2.1.3.	<i>Choix du support de modélisation</i>	93
V.2.2.	Comportement d'un réacteur nucléaire lors d'un transitoire de puissance.....	93
V.2.2.1.	<i>Capacités de modulation du nucléaire</i>	93
V.2.2.2.	<i>Description de deux transitoires de référence</i>	95
V.3.	Description du modèle et des hypothèses effectuées	99
V.3.1.	Modélisation simplifiée des composants du réacteur.....	99
V.3.1.1.	<i>Modélisation de l'évolution de la puissance produite dans le cœur</i>	100
V.3.1.2.	<i>Modèles de thermique et d'hydraulique</i>	102
V.3.2.	Modélisation de la régulation de la puissance	107
V.3.2.1.	<i>Hypothèse sur la modélisation des régulations</i>	107
V.3.2.2.	<i>Description de la modélisation de la régulation de puissance</i>	108
V.4.	Validation du modèle avec le simulateur PWR-C-1300.....	109
V.4.1.	Validation des cas de référence	109
V.4.1.1.	<i>Validation du suivi de charge</i>	109
V.4.1.2.	<i>Validation du suivi de réseau</i>	111
V.4.2.	Domaine de validité du modèle	111
V.5.	Comportement du modèle dans un contexte contraint.....	112
V.5.1.	Identification des grandeurs d'intérêt.....	112
V.5.2.	Influence de la rampe du transitoire sur le modèle	113
V.6.	Etudes de sensibilité vers plus de flexibilité	116
V.6.1.	Choix des paramètres modifiés.....	116
V.6.2.	Sensibilité du modèle.....	116
V.6.2.1.	<i>Principale influence de chacun des paramètres</i>	117
V.6.2.2.	<i>Sûreté, dynamique & pilotage</i>	123
V.7.	Conclusion du chapitre.....	126
Conclusion & Perspectives	129	
Bibliographie	135	
Annexe A	- Application de la méthodologie PSS.....	141
Annexe B	- Quelques éléments sur les modèles d'éoliennes.....	143
Annexe C	- Sensibilité du critère de flexibilité et domaine de validité	148
Annexe D	- Précisions sur la modélisation	151
Annexe E	- Compléments sur la modélisation du REP 1300 MW sous Matlab.....	154

QUELQUES DEFINITIONS

Des notions importantes pour la compréhension de la thèse sont définies ci-après. Elles sont présentées par ordre alphabétique. Les termes anglais sont indiqués en italique.

Blackout	Panne d'électricité généralisée à l'ensemble d'un pays ou à de vastes zones.
Caloporteur	Un caloporteur est un fluide circulant dans le cœur d'un réacteur nucléaire pour en évacuer la chaleur. Le fluide caloporteur permet de transporter l'énergie libérée par les réactions de fission sous forme de chaleur vers les organes de production d'électricité. [1]
Charge	Appellation du jargon électrique pour définir la consommation.
Contre-réactions	Une contre-réaction de réactivité est une augmentation ou diminution de la réactivité du cœur d'un réacteur, qui est due à la variation de certains paramètres de fonctionnement tels que la puissance, la température, ou la pression [1].
Déclenchement	Terme technique du jargon électrique pour désigner le mécanisme de coupure ou d'isolation du système électrique du réseau dans le cas d'un dysfonctionnement d'un équipement électrique.
Délestage	Arrêt volontaire de la part du gestionnaire de réseau de l'alimentation d'un groupe d'appareils électriques ou de clients afin d'éviter la saturation de l'alimentation électrique. C'est la dernière mesure de sauvegarde (parade ultime) avant le blackout.
Diagramme de Fresnel	Outil graphique qui permet de représenter les vecteurs associés aux grandeurs complexes qui interviennent dans le calcul d'un circuit.
Effacement (de la production)	Limitation de la puissance active d'un producteur EnR en dessous de ce que la ressource primaire disponible (vent, ensoleillement) devrait normalement permettre d'injecter sur le réseau.
Energies <i>dispatchable</i> ou pilotables	Source d'énergie électrique qui peut être acheminée à la demande d'un opérateur de réseau électrique et donc capables de répondre à une demande changeante.
Energies renouvelables (EnR)	Installations de production électrique à base d'énergies dont le renouvellement naturel est assez rapide pour être considérées comme inépuisables : éoliens, photovoltaïques, bioénergies, hydrauliques, etc.
EnR variables	Sources de production dont les flux naturels ne sont pas disponibles en permanence et dont la disponibilité varie fortement sans possibilité de contrôle (éolien, solaire).

Facteur de charge	Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie que l'appareil aurait produit s'il avait constamment fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Le facteur de disponibilité désigne quant à lui, le rapport entre le temps pendant lequel l'appareil est capable de produire de l'électricité sur une période donnée et le temps écoulé pendant cette période. Le facteur de charge est toujours inférieur au facteur de disponibilité.
Fiabilité ou <i>reliability</i>	Mesures de la capacité d'un système électrique à fournir de l'électricité à tous les points d'utilisation selon des normes acceptables et dans les quantités souhaitées.
Flexibilité	Aptitude d'un système électrique à moduler de manière souple la production en fonction de la consommation et inversement. Un système flexible de production dispose de moyens de moduler sa puissance au niveau de la turbine grâce à des contournements de la puissance thermique générée au système de conversion d'énergie ou SCE (circuit secondaire pour un réacteur à eau pressurisée et tertiaire pour un réacteur à neutrons rapides) vers d'autres systèmes énergétiques, ou bien directement sur la puissance thermique du primaire (manoeuvrabilité).
Flux de puissance ou <i>Load flow</i>	Calcul de répartition des flux de puissance sur un réseau c'est-à-dire des puissances active et réactive à chaque nœud du réseau ainsi que de la tension et du déphasage.
Foisonnement	Réduction des fluctuations temporelles de l'intermittence et de la variabilité de la production d'énergie par la multiplication de sources éloignées. [2]
Linky	Compteur électrique communiquant développé par Enedis, en cours de déploiement sur le territoire français.
Manoeuvrabilité	Aptitude du réacteur nucléaire à ajuster sa production à la consommation à l'aide de la modulation du niveau de puissance thermique fournie par le circuit primaire au circuit de conversion de l'énergie. La manoeuvrabilité est incluse dans les systèmes de flexibilité.
Modérateur	Un modérateur est un milieu qui ralentit les neutrons par diffusions élastiques. Il doit être peu capturant afin de ne pas gaspiller les neutrons et être suffisamment dense pour assurer un ralentissement efficace. [1]
Nœud	Point du réseau auquel on peut définir une puissance soutirée ou injectée. Il définit aussi le début ou la fin d'une branche électrique.
<i>Pitch</i>	Sur une éolienne, le système <i>pitch</i> ajuste l'angle d'attaque des pales du rotor et génère ainsi plus ou moins de force sur les pales.
Poste source	Poste de transformation situé entre le réseau de transport et le réseau de distribution moyenne tension.

Prosumer	Producteur et consommateur d'électricité.
Puissance active	Puissance utile <i>i.e.</i> qui est le fruit d'un travail, elle s'exprime en <i>MW</i> .
Puissance apparente	Puissance maximale disponible pour faire fonctionner une installation électrique. Elle est la somme en complexe de la puissance active et de la puissance réactive et s'exprime en <i>MVA</i> .
Puissance réactive	Puissance présente naturellement dans les composants électriques constitués de bobinage magnétique, qui sert à transmettre le champ magnétique dans le réseau. Cette puissance n'est pas le fruit d'un travail comme la puissance active, elle est « virtuelle » et représente le déphasage entre la tension et l'intensité. Elle s'exprime en <i>MVA_r</i> .
Réacteur prioritaire	Mode de fonctionnement des REP où le réacteur impose sa puissance au réseau.
Réseau de distribution	Réseau électrique moyenne et basse tension dédié à l'acheminement local de l'électricité (tension entre <i>230 V</i> et <i>20 kV</i>).
Réseau de transport	Réseau électrique haute tension dédié à l'acheminement de l'électricité sur de longues distances (Tension entre <i>20 kV</i> et <i>400 kV</i>).
Sécurité	Capacité du réseau de transport à conserver un état normal ou à revenir à un état normal dès que possible, et qui se caractérise par des limites de sécurité opérationnelle.
Smart grid ou réseaux intelligents	Réseau intelligent prenant en compte la mutation du paysage énergétique en intégrant les nouvelles technologies de l'information et de la communication et qui assure un approvisionnement de l'électricité plus efficace, économiquement viable et sûr.
Stabilité	Aptitude d'un système électrique à maintenir dans une plage admissible des grandeurs d'intérêt pour le réseau (fréquence, tension, angle) suite à une perturbation.
Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)	Technique de stockage de l'énergie électrique qui consiste à remonter de l'eau, pour la stocker dans des bassins d'accumulation, lorsque la production d'électricité est supérieure à la demande (pompage), puis de turbiner l'eau ainsi mise en réserve pour produire de l'énergie électrique lorsque la demande est forte (turbinage).
Spécifications Techniques d'Exploitation (STE)	Recueil des modes opératoires à respecter pour la conduite des installations.
Sûreté	Maîtrise de l'évolution et des réactions du système électrique face aux différentes perturbations en réduisant autant que possible le risque d'incidents pouvant conduire à un blackout.
Suivi de charge	Fonctionnement permettant de faire varier la puissance d'une centrale de production de façon à l'adapter à la demande électrique de la consommation. Le suivi de charge est effectué à partir de données prévisionnelles puis réadapté en temps quasi-réel. Il peut s'apparenter à du réglage de fréquence tertiaire.

Suivi de réseau	Terme désignant le réglage de fréquence primaire et secondaire.
Système électrique ou réseau électrique	Ensemble d'équipements permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.
Système énergétique	Ensemble regroupant tous les systèmes de production et de consommation d'énergie comme le gaz, le pétrole, l'électricité ou l'eau.
Turbine prioritaire	Mode de fonctionnement des REP où la puissance nucléaire est imposée par le réseau via les différents mécanismes de réglage de fréquence.
Variabilité	Caractère fluctuant et difficilement prévisible des ressources intermittentes (vent, soleil) qui dépend notamment des conditions météorologiques
Zone de réglage	Partie d'une zone synchrone (dont la vitesse de rotation est identique pour tous les groupes aux paires de pôles près) ou zone synchrone entière, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres zones de réglage, exploitée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport remplissant les obligations de réglage de la fréquence.

LISTE DES ABREVIATIONS ET ACRONYMES

ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
ANCRE	Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
AVR	<i>Automatic Voltage Regulation</i>
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CSC	Corrosion Sous Contrainte
EDF	Electricité de France
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EMD	<i>Empirical Mode Decomposite</i>
EMT	<i>ElectroMagnetic Transients</i>
Enedis	Principal gestionnaire du réseau de distribution de l'électricité en France (anciennement ERDF)
EnR	Energies renouvelables
EPIC	Établissement Public à Caractère Industriel et Commercial
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
Gov ou gover	<i>Governor</i> ou régulation de vitesse
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GV	Générateur de Vapeur
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPG	Interaction Pastille – Gaine
MASDA ou DFIG	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
PSS	<i>Power System Stabiliser</i>
PV	Panneau Photovoltaïque
REP	Réacteur à Eau sous Pression
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
STE	Spécifications Techniques d'Exploitation
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

INTRODUCTION GENERALE

Le développement et la croissance de nos sociétés modernes depuis la révolution industrielle, ont amené « sans équivoque » le changement climatique [3]. Aujourd'hui, le monde s'active pour changer le rythme des activités humaines afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre. En France, la décarbonation du système énergétique et plus particulièrement du système électrique est l'un des défis majeurs des prochaines décennies. Les politiques actuelles s'orientent vers l'insertion massive des énergies renouvelables (EnR) variables telles que l'éolien et le solaire et l'élimination des groupes de combustibles fossiles (charbon, gaz et diesel) en raison de leurs fortes émissions de CO₂ [4].

Dans le cadre de la transition énergétique française, et plus largement européenne, ces sources renouvelables variables sont amenées à occuper à moyen terme un rôle de premier plan. Or, la variabilité de ces sources s'ajoute à la continuelle évolution de la demande en électricité et d'autres aléas survenant sur le réseau. Cela peut conduire à appliquer une pression supplémentaire sur le réseau électrique et notamment sur les sources de production pilotables non carbonées comme l'énergie hydraulique ou nucléaire étant donné que les énergies fossiles sont vouées à disparaître dès la fin de la prochaine décennie en France.

La compensation des variations de production/consommation est réalisée à l'heure actuelle par l'intermédiaire de groupes de production, dits pilotables. Les groupes à base de combustible fossile classique (charbon, gaz ...), les centrales nucléaires et hydrauliques (barrage hydroélectrique ou pompage / turbinage) participent au respect de cet équilibre. Des solutions flexibles et décarbonées afin d'adapter la production d'électricité à la consommation, et inversement sont déjà mises en œuvres. Par exemple, la modulation de puissance des sources de production en fonction de la demande en électricité, le stockage ou le délestage sont des leviers de flexibilité et leur utilisation va s'intensifier, pour assurer l'équilibre offre – demande et la stabilité du réseau électrique, condition nécessaire au bon fonctionnement du système électrique. Une solution de flexibilité unique n'est *a priori* pas une option privilégiée. Il convient de travailler sur des leviers de flexibilité comme le nucléaire. A l'heure actuelle, le nucléaire est certes une ressource pilotable, dans la mesure où il est possible de moduler sa puissance en fonction des attentes du réseau et des consommateurs, mais sa flexibilité reste moins favorable que les productions thermiques classiques. La capacité du nucléaire, à l'échelle du parc ou d'un réacteur, à supporter cette nouvelle configuration du réseau est une problématique majeure dans le débat sur la transition énergétique.

Afin de respecter les engagements de réduction des émissions de CO₂ précités, davantage de moyens compensateurs peu émetteurs en CO₂ sont nécessaires. Le nucléaire, en tant que source de production décarbonée peut prendre sa part dans ce sens. Ainsi, la thèse se situe à l'interface entre l'étude des réseaux électriques, l'impact des sollicitations nouvelles induites par des sources de production variables non *dispatchables*, et le rôle que peut jouer le nucléaire par conception. De l'intitulé de la thèse, « *Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables* », émane tout d'abord une méthodologie permettant de relier deux aspects. Le premier aspect se réfère aux défis de la conception de nouveaux réacteurs nucléaires pour répondre aux besoins croissants de flexibilité. Le second aspect renvoie aux nouveaux enjeux du réseau introduit par l'insertion massive des EnR variables à savoir la caractérisation et les effets de ces derniers sur le réseau et *a fortiori* sur les moyens de production dont le nucléaire. Autrement dit, cette thèse vise à étudier d'éventuelles aptitudes du nucléaire d'intérêts dans un environnement offre – demande d'électricité très fluctuant en raison de l'introduction des EnR.

Sur la base de scénarios énergétiques postulés, la thèse cherche alors à identifier les contraintes actuelles du réseau et les exigences nécessaires du nucléaire français au regard de sa manoeuvrabilité pour

répondre aux besoins futurs. Pour ce faire, cette thèse méthodologique est décomposée en trois parties distinctes. La première partie fait état des enjeux actuels de transition énergétique dans le but de poser le cadre d'étude (Chapitre I) et la problématique de la thèse (Chapitre II). Puis, la deuxième partie consiste à définir un réseau à l'aide de modèles simples (Chapitre III) pour une évaluation préliminaire des principales exigences du réseau sur le nucléaire accommodant des systèmes de production très variables (Chapitre IV). Enfin, la dernière partie propose un retour sur la conception nucléaire via la modifications de paramètres de conception d'un réacteur actuel, dans le but de prendre en compte ce besoin en flexibilité accrue (Chapitre V).

A l'issue des cinq chapitres de la thèse, la conclusion dresse le bilan des pistes explorées côté réseau électrique, côté conception nucléaire et à l'interface afin de répondre à la problématique de la thèse. Enfin, les perspectives liées à ces travaux de thèse sont finalement explicitées pour prendre du recul sur leur portée.

Chapitre I - CONTEXTE GENERAL :

SYSTEME ELECTRIQUE ET PLACE DU NUCLEAIRE EN FRANCE

« Une société qui survit en créant des besoins artificiels pour produire efficacement des biens de consommation inutiles ne paraît pas susceptible de répondre à long terme aux défis posés par la dégradation de notre environnement. »

Pierre Joliot-Curie

***L**e but de ce chapitre est de présenter d'une part les enjeux principaux du système électrique français en vue de sa décarbonation, et d'autre part d'aborder la place du nucléaire dans le système actuel. Dans un second temps, le chapitre vise à introduire les thématiques liées à la flexibilité ; définition puis quelques éléments d'état de l'art des solutions de flexibilité pour le réseau comportant du nucléaire.*

Ce Chapitre I regroupe deux thématiques généralement distinctes. C'est pourquoi, ce dernier est volontairement conséquent pour plus de pédagogie afin de permettre aux lecteurs de tout horizon de disposer, a minima, des clés de lecture pour appréhender les travaux de thèse.

En fin de chaque chapitre à l'exception du chapitre II, un encadré récapitule les points essentiels du chapitre.

I.1. Contexte général : un système électrique

Un système électrique de puissance, ou *power system* en anglais, est un ensemble d'équipements permettant de produire et d'acheminer l'électricité des centres de production vers les centres de consommation. Cette définition simple ne reflète pas la complexité du système électrique interconnecté pour former un réseau. Ce chapitre revient en premier lieu sur la notion d'énergie, car l'électricité n'est finalement qu'un vecteur énergétique parmi d'autres, avant de détailler ensuite ce qu'est un réseau électrique (architecture, fonctionnement, stabilité). La dernière sous-section définit la notion de bon fonctionnement et permet de poser les bases de la section suivante sur l'équilibre production – consommation ainsi que sur la notion très largement utilisée dans cette thèse ; la stabilité.

I.1.1. Vecteur électricité

L'énergie signifie étymologiquement « la force en action », et désigne aujourd'hui « la capacité d'un système à effectuer des transformations », autrement dit l'énergie permet de fournir un travail au sens physique du terme, de produire un mouvement, de modifier la température ou de changer l'état de la matière. Toute action humaine requiert de l'énergie : le fait de se déplacer, de se chauffer, ou de fabriquer des objets. Il existe plusieurs formes d'énergie qui peuvent éventuellement être obtenues par conversion. Par exemple, l'énergie nucléaire peut être transformée en énergie thermique, puis en énergie électrique. Dans ces transformations, il y a globalement une dégradation de l'énergie passant d'un stade plus ou moins noble et structuré (énergie chimique, énergie de radiation, etc.) vers un stade final de chaleur, c'est-à-dire de mise en mouvement désordonné de molécules. En fonction des points de vue et/ou des besoins, les formes d'énergie sont classifiées en fonction de la source ; pour les systèmes électriques de puissance, on trouve d'une part les énergies fossiles conventionnelles (charbon, gaz, pétrole, ...), et nucléaire, et d'autre part les énergies renouvelables (eau, soleil, vent, biomasse, ...).

Par ailleurs, il se peut qu'un système énergétique soit regroupé en réseau, ce qui consiste en un ensemble de circuits, de « canalisations » et d'appareils qui les relie, permettant la circulation et la distribution d'une quantité comme l'électricité, l'eau, le gaz, ou encore les télécommunications. Les réseaux de télécommunication sont, quant à eux, déjà intégrés dans la gestion des réseaux électriques notamment pour le contrôle – commande ou le dispatching (pilotage du système par un ou des centres opérationnels), et devrait l'être d'autant plus avec l'essor des réseaux électriques intelligents (*smart grids* en anglais) qui deviennent des systèmes cyber-physiques. Les réseaux peuvent se superposer, se compléter et/ou s'imbriquer. Désormais les stratégies vont dans le sens de l'interdépendance de ces réseaux afin de gérer au mieux les coûts du marché et de fonctionnement afin d'optimiser la gestion des ressources. Autrement dit, les synergies entre les différents vecteurs énergétiques se font naturellement, généralement par nécessité de développement et de coûts. Superposer, interconnecter et mutualiser les réseaux afin de mieux gérer les ressources de chaque source d'énergie devient primordial. Pour toutes ces raisons, il semble important d'avoir une vision systémique intégrée de l'énergie, donc de système multi-énergies. Le réseau électrique est alors un vecteur énergétique parmi les autres.

En outre, le développement économique d'un pays est intrinsèquement lié à un approvisionnement sûr et suffisant en ressources énergétiques et à une circulation fluide des flux énergétiques. Or, le GIEC (Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat) estime « avec 95% de certitude que depuis le milieu du XX^{ème} siècle, l'activité humaine est la cause principale du réchauffement observé » [5]. La température moyenne de la planète augmenterait en raison de l'augmentation de la concentration dans l'atmosphère des gaz à effet de serre, et notamment du CO₂. Depuis plus de deux décennies maintenant et le protocole de Kyoto, des politiques sont en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et visent à réduire la dépendance aux énergies fossiles fortement émettrices en CO₂. La

France, par exemple, a décidé de réduire ses émissions de CO₂ et d'atteindre la neutralité carbone d'ici la deuxième moitié du XXI^{ème} siècle.

Le secteur électrique est l'un des secteurs énergétiques les plus polluants sur le plan mondial, car il est responsable d'environ 40% des émissions de CO₂ totales [6] tous secteurs confondus (agriculture, transport, énergie, etc.). En effet, il dépend fortement des énergies fossiles qui sont à l'origine de 65% de la production mondiale d'électricité en 2017 [7]. Il est néanmoins l'un des secteurs où les améliorations sont les plus accessibles en termes de décarbonation de l'énergie. La France et l'Europe s'engagent dans un processus de transition dit « en rupture » car les politiques publiques orientent vers une substitution complète des énergies fossiles au profit des énergies renouvelables.

Le réseau électrique est un système complexe qui relie entre eux les sites producteurs comme les centrales nucléaires, à des sites consommateurs. Le recours à l'électricité est omniprésent dans le développement et la croissance des sociétés actuelles, ce qui fait de lui un levier stratégique dont l'approvisionnement doit être fiable et sûr. Du fait de la saturation des sites potentiels de production hydraulique en France et même si des systèmes de stockage par batteries de forte puissance (~ 100MW) commencent à émerger, l'électricité reste encore aujourd'hui difficilement stockable à grande échelle et à un coût raisonnable avec les technologies actuelles. Le principal défi pour la gestion des réseaux électriques consiste donc à assurer à chaque instant l'équilibre entre la production, en partie aléatoire, avec l'augmentation des EnR (énergies renouvelables), et la consommation par nature fluctuante. Le développement de la production d'électricité bas carbone au niveau mondial, pour répondre notamment à une hausse de la démographie, repose entre autres sur l'augmentation massive des groupes de production à base d'énergie dite renouvelable et intermittente (solaire, éolien). La France est déjà à la pointe avec plus de 80% de sa production qui est décarbonée grâce à l'utilisation du nucléaire, même si le nucléaire pose d'autres problèmes environnementaux ou sociétaux, notamment vis-à-vis de la problématique du stockage des déchets, ou des accidents, peu fréquents mais parfois avec des conséquences désastreuses. Cependant les stratégies actuelles fondées sur des scénarios prospectifs énergétiques ont tendance à favoriser l'insertion des EnR dans le parc de production d'électricité avec pour objectif, pour la France, une neutralité carbone (équilibre entre les émissions de carbone et l'absorption du carbone de l'atmosphère) d'ici 2050 [8]. Par exemple, RTE a notamment proposé 5 scénarios répondant aux objectifs des politiques publiques françaises sur la question. Ces scénarios reposent sur différentes évolutions du parc électrique, c'est-à-dire en fonction du taux d'énergies renouvelables, de la part du nucléaire ou encore de l'évolution des usages en matière de consommation [8]. D'autres scénarios énergétiques développés par l'ADEME [9] ou l'ANCRE [10] proposent des évolutions alternatives du système énergétique français et du parc électrique avec toutefois le point commun de favoriser la part du renouvelable et de réduire celle des énergies carbonées et du nucléaire.

En résumé, un réseau électrique est un système complexe, qui convertit plusieurs énergies primaires en électricité puis l'achemine vers les consommateurs. L'idée est de décarboner les sources d'énergie primaire via notamment des énergies dites renouvelables ou bien du nucléaire, car ils sont faiblement émetteurs en CO₂. La suite de la section décrit comment cette réorganisation peut chambouler le réseau actuel.

I.1.2. Architecture d'un réseau électrique et évolutions

Cette section décrit un réseau électrique traditionnel et introduit les évolutions subies par le réseau français en raison de la transition énergétique.

I.1.2.1. Architecture traditionnelle

Le réseau électrique français, et plus généralement le réseau dit paneuropéen dont il fait partie, est alimenté en alternatif à une fréquence nominale de 50 Hz. L'alternatif s'est imposé par rapport au continu

pour des raisons historiques. En effet, lors de la construction initiale des réseaux, il était avantageux d'acheminer la puissance selon différents niveaux de tension grâce aux transformateurs, technologie robuste et mature qui fonctionne uniquement en alternatif.

Les réseaux électriques sont conçus de telle sorte que l'électricité générée par les sites de production est acheminée vers les sites de consommation par le biais d'un réseau de transport puis de distribution, comme le montre la Figure I-1. Il s'agit d'une architecture dite « verticalement intégrée ». L'historique de la construction du réseau français justifie ce flux dit mono-directionnel entre les productions et les consommations. En 1946, l'état français a créé EDF sur la nationalisation de l'électricité et du gaz. Electricité de France est née ainsi et a hérité d'une multitude de réseaux locaux et disparates avec un parc de production de petites centrales ou barrages découplés pour moitié hydroélectrique et pour moitié thermique (fioul et charbon). EDF a ensuite unifié les différentes entités pour former un unique réseau national interconnecté comprenant le réseau de transport qui achemine l'électricité au niveau national et régional et les réseaux de distribution au niveau local jusqu'aux consommateurs.

La structure initiale des réseaux est alors intrinsèquement liée à la fonction du réseau électrique c'est-à-dire acheminer l'électricité des sources de production vers des unités consommatrices. Autrement dit l'électricité est produite puis transmise aux consommateurs via le réseau de transport alimenté en haute tension pour minimiser les pertes en ligne (triphasé de 63 kV à 400 kV). Sur ce réseau de transport, sont rattachés les principaux sites de production tels que les centrales nucléaires, les barrages hydrauliques ou les centrales thermiques. Enfin, l'électricité est acheminée sur un réseau de distribution (moyenne ou basse tension triphasée, de 400 V à 20 kV et monophasé 230 V) en descendant les niveaux de tension pour se rapprocher des niveaux des consommateurs.

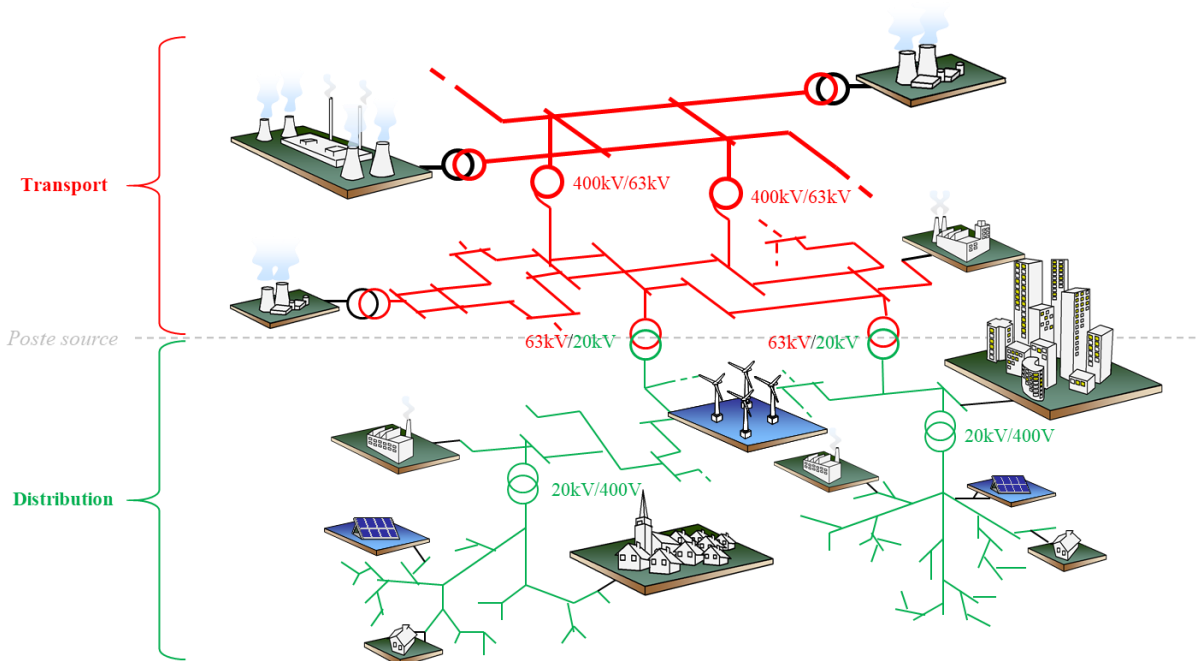


Figure I-1 : Structure « traditionnelle » d'un réseau électrique avec réseaux de transport et distribution

I.1.2.2. Evolutions

Depuis les années 1990 et conformément aux directives européennes, le marché français fait l'objet d'un processus d'ouverture à la concurrence. En 2000, EDF se voit retirer le monopole de la production et de la fourniture d'électricité, puis en 2004 son statut d'EPIC¹, EDF devient une société anonyme privée dont l'actionnaire majoritaire est l'état. L'année 2007 acte l'ouverture totale du marché européen à la

¹ Un EPIC est un Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial

concurrence, et la filialisation des réseaux de distribution et de transport est imposée à EDF. La loi « NOME » (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) du 7 décembre 2010 [11] a fixé un nouveau cadre pour le marché de l'électricité en France. Cette dérégulation du marché conjuguée à des incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables non carbonées, ou bien de nouveaux usages, ont un impact direct sur la configuration du réseau.

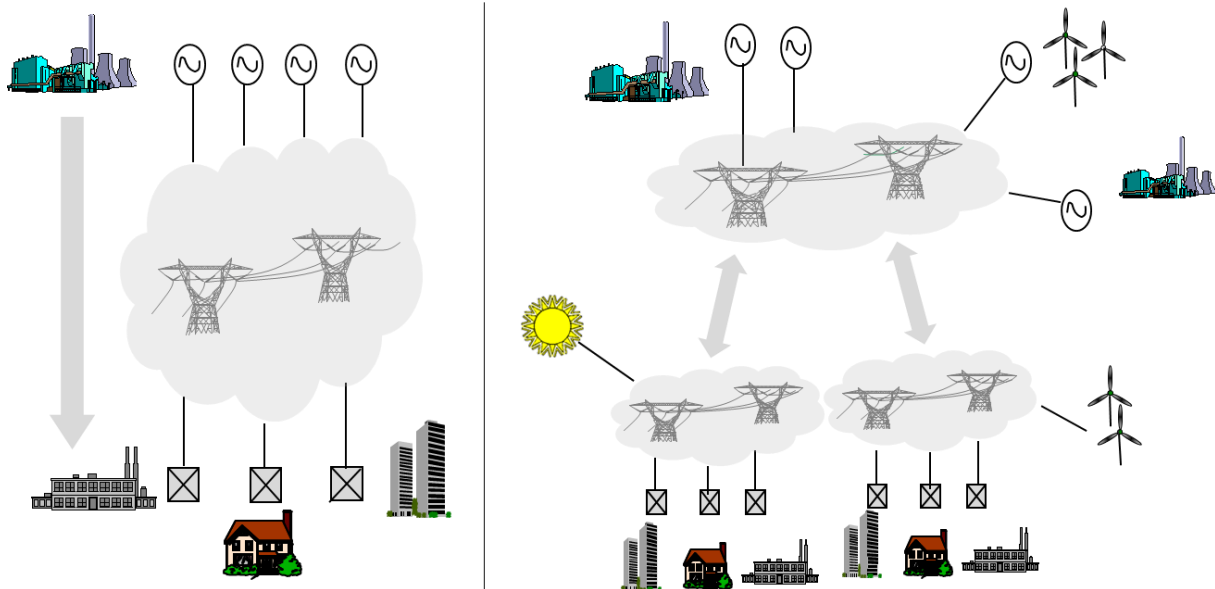


Figure I-2 : Architecture traditionnelle verticalement intégrée (gauche) versus architecture réorganisée (droite)

En effet, les sources de production dites « décentralisées » viennent désormais chambouler la structure du réseau en flux mono-directionnel (des productions vers les consommations). Dans ce type de réseau, le réseau de distribution est alimenté par le réseau de transport, comme le montre la Figure I-2. Le raccordement des EnR est en général directement effectué au niveau du réseau de distribution dans la mesure où la puissance injectée est souvent plus faible que pour un site traditionnel (thermique ou hydraulique). Le raccordement pourrait, par ailleurs, s'avérer onéreux dans le cas où le site de production intermittente est éloigné d'une ligne à haute tension. Néanmoins, des progrès sont notables pour agrandir la capacité des parcs éolien (off-shore notamment) et solaire, ce qui autorise leur raccordement au réseau haute tension. Aujourd'hui, toute centrale d'une capacité supérieure à une dizaine de MW doit être raccordée au réseau de transport.

D'autres usages électriques sont en cours de développement ou sont déjà utilisés, et modifient le cheminement de l'électricité sur le réseau qui n'a plus uniquement pour fonction d'approvisionner en électricité les sites consommateurs depuis les sites producteurs. Par exemple la participation proactive de consommateurs, appelés « prosommateurs », néologisme issu du terme anglais « *prosumers* », qui disposent de capacité de production particulière souvent d'origine intermittente, engendre des flux bidirectionnels car le « *prosumer* » peut décider de réinjecter son électricité sur le réseau dès lors qu'il dispose de surplus de production. L'arrivée d'un futur parc flottant de véhicules électriques, capable de stocker et de restituer de l'électricité est un autre usage potentiel de l'électricité pouvant impacter significativement les flux de production / consommation. Ce parc reviendrait à disposer de millions de petites batteries de stockage réparties au niveau local en France.

Le développement de ces nouveaux usages électriques (productions décentralisées, parc de véhicules électriques, nouvelles habitudes de consommation/production) est associé à un changement de paradigme, passant d'une organisation centralisée du système électrique vers plus de décentralisation favorisant la production locale d'énergie.

I.1.3. Fonctionnement d'un réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité, il est ainsi constitué d'équipements électriques. Ces derniers sont exploités à différents niveaux de tension, connectés entre eux via des postes électriques contenant des transformateurs. Comme indiqué précédemment, depuis le début du millénaire, un processus d'ouverture à la concurrence est engagé ainsi que de séparation totale des activités liées au secteur électrique. En effet, la loi française [12] impose une séparation complète des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité. Les activités de production et de fourniture d'électricité sont, pour leur part, totalement ouvertes à la concurrence [11]. D'autre part, la gestion du réseau électrique est restée une mission de service public qui s'accompagne alors d'obligations. Le réseau électrique doit notamment assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

La notion de stabilité est sous-jacente au concept de sûreté de fonctionnement, définie dans la loi [12] à savoir que « [...] *Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.* [...] ».

L'acheminement de l'électricité est de la responsabilité des gestionnaires de réseau. Pour le réseau de transport français, c'est l'entreprise de service RTE (Réseau de Transport d'Electricité) qui est en charge, alors que le réseau de distribution est géré à 95% par la société Enedis et à 5% par 150 ELD². A noter que RTE et Enedis sont des filiales d'EDF. Le Gestionnaire de Réseau Transport (GRT) français, donc RTE, est tenu entre autres de garantir la sûreté de fonctionnement. Cela consiste à maîtriser l'évolution et les réactions du système électrique face aux différents aléas dont il est l'objet (défauts dans le réseau, évolution imprévue de la consommation, indisponibilités fortuites de production ou de transport, ...). Parallèlement, RTE doit réduire autant que possible le risque d'incidents pouvant conduire à une coupure de l'alimentation électrique généralisée à de vastes zones voire à l'ensemble du pays [13]. La sûreté de fonctionnement se définit comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système électrique, limiter le nombre d'incidents, et éviter les grands incidents pouvant induire une panne partielle ou généralisée du réseau (*blackout*), et enfin limiter les conséquences en cas de grands incidents. Le principe de défense en profondeur dans le domaine du système électrique est très similaire à la sûreté de fonctionnement du nucléaire. De même que pour l'exploitation des réacteurs nucléaires, la sûreté pousse à définir les conséquences inacceptables des incidents (la tension et la fréquence sortent de leurs plages de fonctionnement respectives et peuvent entraîner des dommages sur les matériels, coupure d'électricité partielle ou globale...), à identifier les événements initiateurs et à définir des parades permettant de limiter les risques sur un système électrique.

En résumé, le gestionnaire du réseau doit suivre les variations normales des conditions de fonctionnement (par exemple l'évolution de la consommation au cours de la journée) et faire face aux aléas (déclenchements de groupes de production ou d'ouvrages du réseau) tout en maîtrisant en permanence la sûreté de fonctionnement du système et en respectant ses engagements contractuels (en particulier en termes de respect de plages de tension et de fréquence) vis-à-vis des utilisateurs du réseau de manière économiquement optimisée.

Le gestionnaire du réseau est soumis à certaines contraintes d'exploitation qui garantissent la stabilité du système électrique via des réglages, ce qui est sous-jacent à la sûreté de fonctionnement. La partie

² Une ELD est une Entreprise Locale de Distribution

suivante a notamment pour but d'expliquer la notion de stabilité, liée étroitement au mécanisme d'équilibre de production et de consommation, équilibre qu'il faut respecter malgré la complexité du système électrique. Comme indiqué précédemment, le réseau implique de nombreux acteurs directs ou indirects intervenant sur le parcours d'acheminement de l'électricité des sites de production vers les sites de consommation. Il doit également faire face à l'ouverture à la concurrence, et à la forte insertion des énergies renouvelables variables.

I.2. Equilibre production – consommation et stabilité du réseau

Comme indiqué précédemment, l'énergie électrique produite sur le réseau ne se stocke que très difficilement à un coût acceptable, c'est pourquoi la puissance appelée par les consommateurs doit à chaque instant être fournie en même quantité, aux pertes près, par l'ensemble des moyens de production d'énergie électrique. Le système électrique subit en permanence des perturbations liées à la variabilité ou à l'intermittence de certaines sources de production, à des défaillances des équipements de sites de production, aux variations de la consommation, à de potentielles agressions extérieures, à des aléas météorologiques (foudre, tempête, givre, grand froid, canicule), à la présence humaine dans la gestion de l'exploitation et de la maintenance... ce qui rend sa gestion compliquée et rend difficile la conservation de la stabilité à tout instant.

La suite de la section est séparée en deux parties distinctes. La première partie détaille tout d'abord les différents types de stabilités que le réseau doit assurer et les réglages associés, ainsi que les outils à la disposition du gestionnaire pour faire face aux différents aléas possibles. Dans un second temps, la section aborde les répercussions potentielles des politiques énergétiques envisagées sur le réseau et la stabilité.

I.2.1. Classification et réglages de la stabilité

I.2.1.1. Classification de la stabilité

La stabilité d'un système électrique est définie par « la capacité d'un système électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, à retrouver un état d'équilibre après avoir subi une perturbation, avec la majorité des variables du réseau sous contraintes de telle sorte que pratiquement tout le réseau demeure intact » [14]. Ces instabilités pouvant se déclarer sous différentes formes, une classification de la stabilité existe, comme indiquée en Figure I-3.

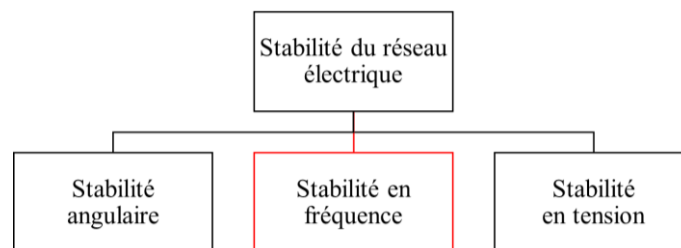


Figure I-3 : Catégorisation classique de la stabilité [15]

- **Stabilité des angles** : Etant donné que le système électrique est principalement composé de machines synchrones (plus d'explications sur la machine synchrone et sa modélisation au Chapitre III), maintenir tous les rotors du réseau à la vitesse de synchronisme est une contrainte obligatoire. La dynamique des angles du rotor influe sur la stabilité et peut conduire à la perte de synchronisme.
- **Stabilité en tension** : Dès lors que l'équipement raccordé au réseau est en sur- ou sous-tension, des problèmes peuvent apparaître. Une tension trop haute peut provoquer un vieillissement prématuré des isolants, voire la destruction de matériels. *A contrario*, une tension trop basse induit un courant plus élevé pour une puissance donnée, donc des pertes par effet Joule plus importantes auxquelles

s'ajoutent des risques de surintensité et de destruction de matériels. La chute de tension entre deux nœuds traduit aussi les pertes en ligne. La puissance « réactive » présente par défaut dans tout équipement composé d'inductances est à l'origine de ces pertes en lignes et donc de la chute de tension.

- Stabilité en fréquence : Un déséquilibre entre la production et la consommation peut également engendrer de l'instabilité car cela influe sur la fréquence globale du réseau. De plus, la puissance dite « active » (puissance fournie par la ressource primaire) est directement reliée à la fréquence du réseau et à la vitesse de rotation des machines synchrones, ce qui offre une possibilité de contrôle et de réglage de cette fréquence.

Ni la stabilité en tension, ni la stabilité angulaire ne dépendent directement de la puissance active, fournie par la ressource primaire (eau, vapeur), contrairement au réglage en fréquence. Les stabilités en tension et angulaire sont réglables au niveau des alternateurs des groupes de production. La suite de la section détaille ces trois stabilités.

I.2.1.1.1. *Stabilité angulaire*

Les incidents et les variations excessives de la charge d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle entre les champs magnétiques du rotor et du stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations de puissance mal amorties, voire le décrochage de certains rotors lorsque l'angle dépasse une valeur critique (perte de stabilité). Le rotor cesse alors de tourner au synchronisme avec le champ statorique, et l'on observe un glissement des pôles du rotor. Lorsque les pôles repassent dans les zones de stabilité du champ du stator, les forces de couplage tendent à rétablir le synchronisme. Pendant ces phases, la machine est soumise à de violents efforts électromécaniques transitoires et le réseau est le siège d'oscillations importantes de la puissance et de la tension. Si la machine ne peut pas se resynchroniser naturellement, c'est alors la perte de synchronisme. Dans ces conditions, l'alternateur ne peut plus transmettre sa puissance électrique au réseau, en conséquence la turbine qui l'entraîne n'a plus de couple résistant et accélère donc jusqu'à ce qu'un système de protection découple l'alternateur du réseau et coupe l'alimentation de la turbine, ou jusqu'à sa destruction en cas d'échec. Les pertes de stabilité angulaires sont des perturbations majeures, qui amplifient très souvent la perturbation initiale et entraînent un effondrement rapide et étendu du système production-transport.

Le comportement dynamique des systèmes production – transport est donc caractérisé par leur stabilité, c'est-à-dire leur aptitude à conserver ou à retrouver un équilibre après une perturbation. Conventionnellement, on distingue la stabilité en petits mouvements et la stabilité transitoire [15].

- Un réseau est stable en « petits signaux » s'il revient au point de fonctionnement initial après avoir été soumis à une petite perturbation (régime linéaire). Les équations correspondantes peuvent donc être linéarisées à un point de fonctionnement spécifique. Ce type de stabilité dépend de l'état de fonctionnement initial du système. L'instabilité qui peut en résulter peut être de deux formes : augmentation de l'angle du rotor par un mode non oscillatoire dû à l'absence de couple de synchronisation, ou oscillations du rotor d'amplitude croissante dues à l'absence de couple d'amortissement suffisant. Ce dernier cas est plus fréquent dans les systèmes électriques actuels. Les oscillations en mode local de la centrale, les oscillations en mode inter-zone et les oscillations en mode torsionnel entrent dans cette catégorie. La stabilité dépend de la force du système de transmission vue par la centrale, du contrôle de l'excitation du générateur, de la production de la centrale et des caractéristiques de la charge. La période d'intérêt est de l'ordre de plusieurs dizaines de secondes après une perturbation.
- Un réseau est stable en régime transitoire si, partant d'un point de fonctionnement stable en régime statique, il revient à un autre point de fonctionnement stable en régime statique (différent

du premier), après avoir été soumis à une perturbation d'amplitude importante susceptible de provoquer des comportements non linéaires.

I.2.1.1.2. Stabilité et réglage de la tension

La tension est une grandeur locale qui se mesure en chaque nœud du réseau (sortie de générateur, amont et aval d'une ligne, point de raccordement, compteur électrique, ...). Dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles, la tension u_n doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau. Pour le réseau de transport, cette tension respecte la condition ci-dessous.

$$-5\% u_n < u < +5\% u_n \quad (I-1)$$

A savoir qu'une charge alimentée par un réseau peut être caractérisée par la puissance active (puissance utile) qu'elle consomme et par le déphasage entre la tension à ses bornes et le courant qui la traverse. Le déphasage induit la notion de puissance réactive de la charge [16]. La puissance transmise sur le système électrique est en réalité la puissance apparente, grandeur complexe telle que :

$$S = P + jQ, \text{ soit } S^2 = P^2 + Q^2 \text{ où } \begin{cases} P = VI \cos \varphi \\ Q = VI \sin \varphi \end{cases} \quad (I-2)$$

Avec :

- S : puissance apparente
- P : puissance active
- Q : puissance réactive
- V : tension simple aux bornes du composant
- I : courant dans le composant
- φ : déphasage entre le courant et la tension

Chaque composant composé d'inductances du réseau (lignes, transformateurs, alternateurs, ...) est alors dimensionné par la puissance apparente.

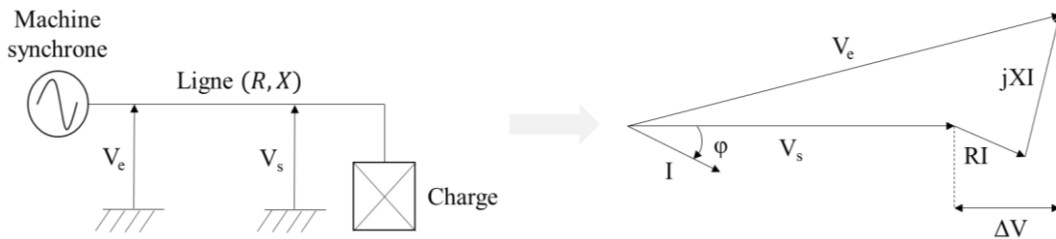


Figure I-4 : Schéma d'une machine reliée à une charge via une ligne et diagramme de Fresnel associé

La Figure I-4 représente un alternateur relié à une charge par une ligne à haute tension et son diagramme de Fresnel équivalent, et permet d'en déduire deux facteurs pouvant provoquer des écarts de tension entre les nœuds.

- Les chutes de tension ΔV engendrées par les transits de puissance sont directement liées à la puissance réactive dans le système électrique. En effet, la différence de tension entre la charge et la tension de l'alternateur s'écrit d'après le diagramme de Fresnel de la manière suivante.

$$\Delta V = V_s - V_e \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (I-3)$$

D'où,

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (I-4)$$

Avec :

- V_s : tension aux bornes de la charge
- V_e : tension aux bornes de l'alternateur
- R : résistance de la ligne
- X : réactance de la ligne

La chute de tension est donc fortement dépendante de la puissance réactive dans le cas d'une ligne à haute tension où l'on considère généralement que $R \ll X$ (hypothèse non vraie pour les réseaux de distribution en moyenne et basse tension)

- Les pertes en ligne P_J induites par effet Joule dépendent fortement de la puissance transitant par la ligne. Le facteur 3 provient du fait que le réseau est triphasé.

$$P_J = 3 R I^2 \text{ avec } I = \frac{S}{3V} = \frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{3V} \quad (\text{I-5})$$

Donc,

$$P_J = R \frac{P^2 + Q^2}{3V^2} \quad (\text{I-6})$$

Cette équation montre l'intérêt d'utiliser la haute tension pour les réseaux de transport pour limiter les pertes en ligne sur de grandes distances. De fait, plus la ligne est longue, plus sa résistance est importante et donc plus il est intéressant d'élever la tension. Ainsi sur le réseau de transport français, les pertes Joule en ligne représentent 2,22% de la consommation globale (valeur pour 2019 [17], ce qui donne 11 TWh et un coût de l'ordre de 500 M€ par an).

Les différences de tension entre les nœuds sont donc doublement liées à la puissance réactive. Le réglage de la tension revient alors à régler la puissance réactive.

Sur le réseau haute tension, le plan de tension est défini en temps réel et en tout point par RTE, qui fixe les tensions à maintenir en un certain nombre de points dits « points pilotes », en s'appuyant le cas échéant sur des études de réseau prévisionnelles. Les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage et la tenue de la tension du système électrique ; ils constituent des points à tension tenue autour desquels s'articule le plan de tension en fonction des transits de puissances active et surtout réactive sur le réseau, afin de limiter les pertes en ligne et les chutes de tension. Pour cela, le gestionnaire peut intervenir de plusieurs façons explicitées ci-après.

- Réglage primaire : Il s'agit d'un réglage décentralisé effectué par des boucles de régulation locales à chaque alternateur. Les installations de production qui contribuent au réglage primaire de la tension doivent, d'une part, disposer de la capacité constructive de fourniture et d'absorption de puissance réactive nécessaire, et d'autre part, être équipées d'un régulateur primaire de tension qui asservit automatiquement des grandeurs locales (tension et/ou puissance réactive) à des valeurs de consigne par action sur la tension d'excitation de l'alternateur ou sur le réactif des installations de production raccordées au réseau via de l'électronique de puissance. Ce réglage réagit rapidement aux fluctuations de tension.
- Réglage secondaire : Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs et des installations de production comportant de l'électronique de puissance, pour un réglage plus global de la tension, certains groupes ou installations de production, appelés « groupes réglants », peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne de leur régulateur primaire de tension (2 types

de réglage : RST - Réglage Secondaire de Tension, et RSCT - Réglage Secondaire Coordonné de Tension). Ce réglage est centralisé et situé dans un centre de conduite opérationnelle.

- Réglage tertiaire : tout comme le réglage tertiaire en fréquence (explicité en sous-section I.2.1.2) l'objectif de ce réglage, après les réactions rapides des réglages primaires et secondaires aux perturbations, est de retrouver un point de fonctionnement pour la tension qui soit un optimum technico-économique.

A noter qu'en France, plusieurs autres types d'équipements participent au réglage de la tension sur le réseau de transport [13] : autotransformateurs, compensateurs synchrones et statiques, bancs d'inductances et de capacités, prises à vide de transformateurs, régleurs en charge, etc., et tout ceci constitue une chaîne de réglage de la tension sur l'ensemble du réseau.

I.2.1.1.3. Stabilité en fréquence

La régulation en fréquence d'un réseau électrique est l'ensemble des moyens mis en œuvre (processus d'asservissement agissant sur un système dynamique) afin de maintenir la fréquence proche de sa valeur de consigne sur l'ensemble du réseau. La fréquence est une grandeur globale qui doit être identique en tout point du réseau en régime permanent (pour le réseau paneuropéen, la fréquence de référence est égale à 50 Hz du sud de l'Espagne au nord de la Suède par exemple). Au-delà de la plage admissible de fréquence autour de la fréquence nominale de 50 Hz, un délestage de certaines zones de consommation est opéré par le gestionnaire. Les petits écarts de fréquence dans la bande admissible sont représentatifs du fonctionnement normal, naturellement perturbé.

La fréquence est étroitement liée à la puissance fournie par les groupes car elle est régie par l'équation des masses tournantes appliquée à une machine du réseau (dérivant du second principe fondamental de la dynamique appliqué à l'arbre du rotor d'un groupe de production).

$$J \frac{d\Omega}{dt} = \sum C_{moteur} - \sum C_{résistant} \quad (I-7)$$

Sachant que,

$$\Omega = \frac{2\pi f}{p} \quad (I-8)$$

Avec :

- J : moment d'inertie d'un groupe turboalternateur [kg/m^2],
- Ω : vitesse de rotation de la machine (ou vitesse de synchronisme) qui représente une image de la fréquence f du réseau avec p le nombre de paires de pôles de la machine [tr/min ou rad/s],
- C_{moteur} : couple mécanique fourni par la turbine via le rotor (ce couple donnera la puissance active aux pertes de l'alternateur près, prenant en compte la vitesse) [$N.m$],
- $C_{résistant}$: couple électrique imposé par le réseau, il représente la « résistance », au sens travail du terme, liée à la puissance absorbée par les consommateurs [$N.m$].

Cette équation permet de relier directement les productions aux consommations, et permet d'ajuster l'équilibre entre l'offre et la demande, via la puissance active des machines du réseau.

I.2.1.2. Réglage de la fréquence

Pour respecter cet équilibre production – consommation, et assurer la stabilité en fréquence du réseau, trois réglages successifs (réglage hiérarchique) viennent corriger la production dans le but de rétablir la fréquence nominale, et retrouver un état d'équilibre pérenne suite à un aléa et/ou incident tel que la fluctuation rapide de la consommation et/ou un déclenchement de groupes de production. Le Tableau I-1, en fin de section I.2.1.2, récapitule le fonctionnement des mécanismes d'ajustement de RTE qui

permettent d'assurer la stabilité du réseau et l'équilibre entre la production et la consommation. Les références techniques [18] et [19] indiquent les règles à respecter en matière de réglage de fréquence – puissance pour les différents contributeurs.

- **Le réglage primaire :**

L'objectif du réglage primaire est de rapidement rétablir l'équilibre production - consommation suite à une perturbation comme par exemple une variation de charge significative ou la perte d'un groupe de production afin de stabiliser rapidement la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence. Le réglage primaire est mis en œuvre automatiquement et rapidement (< 30 s) par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production : il s'agit de boucles de régulation locales. Ces régulations agissent principalement sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine. Pour le cas d'une centrale nucléaire, il peut arriver qu'une partie des barres de contrôle soit sollicitée lors du réglage primaire (voir Chapitre V). Ceci est mis en œuvre à chaque fois que la vitesse angulaire du groupe s'écarte suffisamment de la vitesse de consigne par suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système européen interconnecté synchrone.

Le réglage primaire impose une relation linéaire entre la fréquence (donc la vitesse) et la puissance de la ressource primaire. En cas de variation de la fréquence, la turbine d'un groupe participant au réglage primaire réagit en modifiant sa puissance proportionnellement à l'écart de fréquence, le coefficient de proportionnalité s'appelle le statisme [20]. La fréquence étant la même pour toutes les centrales interconnectées, le réglage provoque instantanément des variations de production sur tous les groupes interconnectés participant au réglage primaire.

Un écart de fréquence par rapport à la fréquence nominale résulte d'un déséquilibre entre la production et la demande, ce qui se produit en permanence pendant le fonctionnement normal du système, du fait notamment des variations aléatoires de la charge et des productions à base d'énergie renouvelable variables. Différents critères sont utilisés pour distinguer l'importance de cet écart :

- Dans le cas d'une déviation quasi-stationnaire de la fréquence de ± 200 mHz par rapport à la fréquence nominale, toutes les réserves de contrôle primaire disponibles devraient être pleinement activées. Autrement dit, en régime stationnaire la fréquence ne doit pas dépasser les bornes 49,8 Hz et 50,2 Hz.
- L'écart dynamique maximal admissible de la fréquence par rapport à la fréquence nominale correspond à ± 800 mHz, en réponse à une perturbation inférieure à l'incident de référence. Sur la base des caractéristiques opérationnelles concernant la fiabilité du système et la taille des charges et des unités de production du réseau, l'incident de référence du réseau paneuropéen est défini tel que l'écart maximal de puissance instantanée ne dépasse pas ± 3000 MW. Transitoirement, la fréquence doit être alors comprise entre 49,2 Hz et 50,8 Hz.

A la fin du réglage primaire (moins de 30 secondes), l'équilibre production-consommation est rétabli, mais la fréquence du réseau est alors différente de la fréquence nominale, tenant compte du statisme du réglage.

- **Le réglage secondaire (ou télé réglage) :**

L'objectif du réglage secondaire est de résorber l'écart de fréquence résiduel après le réglage primaire. Il s'agit d'un réglage automatique. Le centre opérationnel du GRT envoie automatiquement aux groupes de production de chaque zone concernée par le réglage secondaire un signal appelé télé réglage avec pour rôle de modifier automatiquement le programme de production des groupes réglants (unité de production qui participe au réglage en fréquence), jusqu'à annuler l'écart de réglage. Ce signal N est

une valeur numérique, sans dimension tel que $-1 < N < 1$, qui correspond à un pourcentage de la puissance de participation affichée par la centrale.

- **Le réglage tertiaire :**

Les réglages primaires et secondaires agissent rapidement afin d'assurer la stabilité suite à une perturbation, mais le résultat peut être éloigné de l'optimum économique des coûts de production et des pertes dans le réseau. De plus, il faut à un moment donné reconstituer les réserves de puissance entamées par l'action des deux réglages précédents. Pour cela, le réglage tertiaire est actionné manuellement suite aux instructions du gestionnaire de réseau afin de retrouver un optimum économique qui prend en compte à la fois la situation après perturbation et l'évolution de la consommation prévue à J-1 et réactualisée. Pour une source de production, cela consiste à réguler le niveau de puissance en fonction des variations de la demande en énergie électrique. Les centrales de production hydraulique ou à combustible fossile sont les plus à-mêmes de moduler leur puissance. Dans la mesure du possible, il est demandé au parc électrique actuel de présenter une bonne souplesse de fonctionnement afin de répondre aux variations imposées par RTE, même si le suivi de charge implique un fonctionnement prolongé de la source de production à des niveaux de puissance partielle ($< 40\%$) pendant de longues périodes (jour/nuit, week-end) et parfois en fonction de la météo (ensoleillement, vent forts/faibles).

Les réserves primaire, secondaire et tertiaire (dites « services-système fréquence ») sont contractualisées entre le gestionnaire de réseau et le producteur. Le gestionnaire de réseau (RTE) est également rémunéré via la taxe TURPE (Taxe d'utilisation du réseau public d'électricité) qui provient des utilisateurs (particuliers ou industriels) et qui vise à compenser les charges d'exploitation, de développement et d'entretien du réseau.

I.2.1.3. Causes d'un déséquilibre production - consommation

Un réseau électrique en fonctionnement peut subir une grande variété de perturbations ou d'incidents, ce qui peut conduire à un déséquilibre entre la consommation et la production voire à une panne généralisée dite « blackout », qu'il faut à tout prix éviter. Un « blackout » désigne un incident majeur intervenant sur le réseau électrique ; cela se traduit par une panne de courant à grande échelle suite à une conjonction entre un événement initiateur et des facteurs aggravants qui peuvent être les suivants, par exemple :

- Causes naturelles : tempête, foudre, séisme, arbre ;
- Raisons techniques : court-circuits, défaillance d'équipements, forte charge, indisponibilité, maintenance de composants critiques ;
- Causes humaines : mauvaise gestion ou communication des opérateurs du réseau, manque d'entraînements.

La panne peut avoir des conséquences économiques et sociales sérieuses ainsi que sur la sécurité des consommateurs de la zone affectée. Trois critères permettent d'évaluer la gravité du blackout :

- Etendue géographique : échelle d'un quartier, ville, pays, ... ;
- Profondeur : nombre de personnes impactées et donc non alimentées ;
- Durée : temps d'indisponibilité du réseau.

Le blackout est un phénomène récurrent sur le plan mondial [21], la France a connu quant à elle plusieurs blackouts dont celui de 1999 suite à la tempête Lothar. En novembre 2006, l'Europe a évité de justesse un blackout généralisé suite à l'ouverture volontaire mais mal planifiée d'une ligne double 380 kV en Allemagne du Nord [22].

Tableau I-1 : Récapitulatif du fonctionnement actuel du réglage de fréquence – puissance sur le réseau européen

	Déclenchement	Temps de réponse	Acteur(s)	Actionneurs	Bande de fonctionnement	Réserve de puissance
Primaire	AUTOMATIQUE Suite à des aléas et des incidents tels que fluctuations rapides de la consommation ou déclenchements de groupes de production, la fréquence de consigne n'est plus respectée.	1 à 30 s en Europe	Action locale, indépendante et répartie sur tous les groupes du système européen interconnecté synchrone participant au réglage primaire. Chaque acteur répond au réglage primaire dans la limite de sa capacité ³	Action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne.	* La totalité de la réserve primaire est libérée pour un écart de fréquence de ± 200 mHz * En dynamique, l'écart de fréquence ne peut dépasser ± 800 mHz * L'installation doit pouvoir délivrer la totalité de la réserve primaire pendant au moins 15min * $R_p^4 > \pm 2.5\%P_n$	* Réserve au moins égale à 3000 MW (= perte de 2 des plus gros groupes européens) pour l'ensemble du système synchrone continental, ce qui conduit à affecter une quote part d'environ 600 MW au système français ⁵ * Réserve primaire max par groupe = 150 MW
Secondaire	AUTOMATIQUE * Suite au réglage primaire, un écart de fréquence subsiste par rapport à la fréquence de consigne. * Des écarts sur les échanges entre les pays du système interconnecté synchrone sont également créés.	30 s à 15 min pour la zone perturbée en France (et zone ibérique)	Organe centralisé situé au centre de conduite de chaque zone de réglage i pour modifier le programme de production des groupes réglants. <u>But :</u> * Retrouver le programme d'échange initialement convenu entre la zone perturbée et les zones voisines puis ramener la fréquence à sa valeur de consigne. * Restaurer l'intégralité de la réserve primaire	Télé réglage : signal de commande ou de télé réglage $-1 \leq N \leq +1$ envoyé aux groupes de production pour modifier leur puissance consigne Le meilleur télé réglage fait en sorte que seul le régulateur de la zone perturbée réagisse.	La constitution de la bande de réglage peut nécessiter le démarrage de groupes supplémentaires <u>Ex :</u> Tranches nucléaires : $P_r = 5\% P_n$, soit 50 MW pour un REP 900 MW. - Tranches thermiques classiques à puissance nominale : $P_r = 10\% P_n$. - Groupes hydrauliques : variable, P_r peut atteindre, voire dépasser, 25 % P_n . Où P_r est la puissance de participation au réglage secondaire	* Bande de réglage : $R_s = \pm 4.5\%P_{max}$ tq Réserve totale = $R_p + R_s = 7\%P_{max}$ * Le volume minimal de réserve secondaire est égal à 500 MW.
Tertiaire	ACTION OPERATEUR * Pour pallier un éventuel déficit de réserve secondaire * Rééquilibrer le système et trouver un optimum technico-économique	15 à 30 min	CNES (Centre de dispatching national) qui répartit la régulation sur les 7 zones de dispatching régionales française	Appel téléphonique depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production (7 délégations en France)		Réserve garantie contractuellement : Mobilisable en 15 mn : 1000 MW Mobilisable en 30 mn : 500 MW → Marge 15min (secondaire + tertiaire 15min) doit permettre la compensation de la perte du plus gros groupe couplé ou de passer les pointes de consommation du soir et du matin 1500 MW

³ Pour une centrale de forte inertie (ex : centrale nucléaire), le réglage en fréquence primaire se concrétise dans un premier temps via l'inertie de la machine tournante : le rotor « absorbe » les variations de fréquence, puis la régulation de vitesse agit sur le fonctionnement du réacteur

⁴ R_p : réserve de puissance primaire et R_s : réserve secondaire

⁵ La valeur précise étant définie annuellement par l'ENTSO-E sur la base du ratio entre la production totale de l'année n-2 de chaque pays et la production totale de l'Europe continentale [15]

Les principales perturbations potentielles sont :

- L'évolution de la consommation à la hausse ou à la baisse
- La perte d'une ligne ou d'un élément de la ligne due à un aléa météorologique à une panne ou à une agression extérieure (foudre, intempéries, oiseaux, contact avec la végétation, pelleuse, etc.) ;
- La perte ou indisponibilité d'une source de production en raison d'une défaillance technique ou d'une agression extérieure ;
- La perte d'un transformateur suite par exemple à un court-circuit interne ou sur un jeu de barres.

Le caractère variable des groupes de production solaire et éolien constitue une source d'instabilité supplémentaire vis-à-vis du réseau et notamment du risque de black-out. Leur prise en compte, au titre de la défense en profondeur, est un impératif pour le gestionnaire de réseau. Ce déséquilibre se répercute immédiatement sur la fréquence du réseau, d'où l'importance du réglage de fréquence, décrit précédemment.

Détaillons les perturbations que peut subir le réseau en régime normal, avant qu'il ne subisse un blackout.

- **Evolution de la courbe de charge :**

L'évolution de la consommation journalière est prévue à jour J-1 par le gestionnaire de réseau puis réactualisée le jour J toutes les 30 minutes. Cependant, cette prévision de la courbe de charge n'exclut pas une variation de la consommation inattendue, c'est pourquoi c'est un événement à prendre en compte et qui peut perturber la balance production/consommation.

La consommation varie constamment car elle reflète les saisons, les jours de la semaine, ou les heures d'une journée. Par exemple, en France, lorsqu'il fait froid en hiver, une baisse de température de 1°C représente une hausse de la consommation équivalente à une centrale nucléaire palier N4 soit environ 1500 MW , et ceci à cause de la forte utilisation du chauffage électrique principalement. Au contraire en été, une augmentation de température de 1°C provoque une surconsommation de 600 MW en raison de l'utilisation de climatiseurs [13]. L'horaire de la journée influe également sur la consommation et par conséquent sur la production ; le pic de 19h est très remarquable un jour de semaine hivernale (cf. Figure I-5, courbe en jaune pointillé long) car c'est la superposition de la vie à domicile en début de soirée pour certains et, pour beaucoup d'autres, la vie au travail et l'activité commerciale qui ne sont pas encore terminées. L'évolution de la charge est extrêmement sujette aux évolutions de la société. Par exemple, depuis la pandémie, la demande s'est affaïssée et la courbe de charge s'est modifiée. Les chiffres de consommation journalière d'électricité révèlent une forte baisse de la demande par rapport à la demande classique avant la période covid. La consommation en semaine pendant un confinement s'apparente à celle d'un jour férié en temps d'avant covid (voir la Figure I-5, courbes bleue trait plein et courbe orange trait pointillé resserré), qui s'explique avant tout par le ralentissement de l'activité économique.

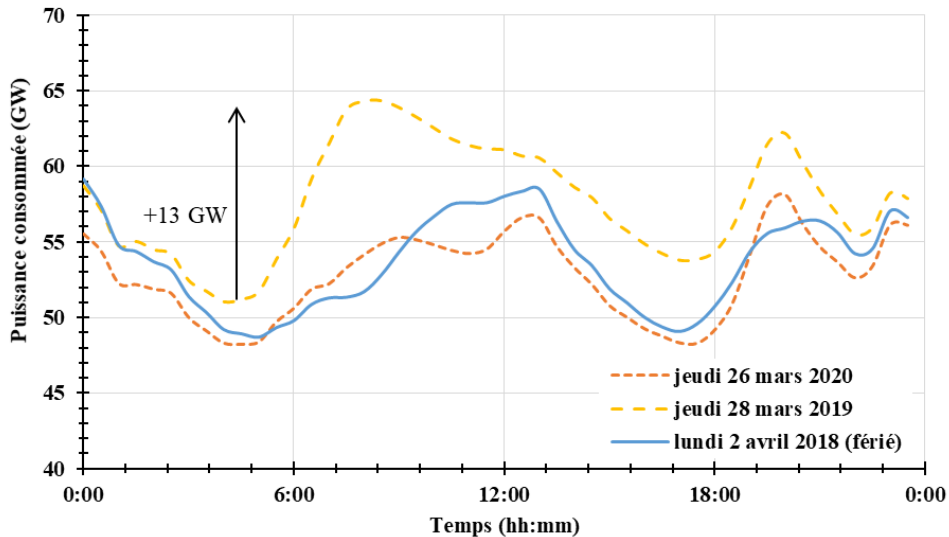


Figure I-5 : Consommation d'une journée hivernale de semaine en France et comparaison avec un jour férié ou lors du confinement 2020 [23]

- **Défaillance des composants du réseau :**

Le réseau est constitué de lignes reliant des groupes de productions et des unités consommatrices. Une agression extérieure (foudre, tempête) peut entraîner le déclenchement d'une ligne, les flux de puissance sont alors réorganisés et on a une modification du plan de tension qui peut affecter les puissances appelées par les charges et ainsi provoquer par cascade un déséquilibre production/consommation. On peut aussi tout simplement perdre des charges qui sont alimentées par une ligne en antenne. Ce phénomène est aggravé dans le cas de la perte d'un transformateur, qui réalise souvent la connexion de plusieurs lignes (les transformateurs sont les nœuds du réseau de transport). Dans le cas où le réseau perd un groupe de production, la balance est forcément déséquilibrée. Le réseau est alors reconfiguré, or le « critère N-1 » de la sûreté de fonctionnement [13] impose que les systèmes électriques soient conçus, construits et exploités de telle sorte que le réseau électrique doit rester viable après la perte de n'importe quelle ligne ou de n'importe quel groupe. Ces perturbations provoquent des phénomènes physiques très variés, tels que la propagation d'ondes de surtension ; la ferorésonance ; la circulation de courants de court-circuit ; les oscillations rotoriques des alternateurs et la perte du synchronisme ; les phénomènes d'écroulement de la fréquence ou de la tension. Ces divers phénomènes mettent en jeu des constantes de temps très différentes.

Parallèlement à l'évolution de la charge et aux défaillances de composants du réseau, des instabilités du côté de la production apparaissent désormais. En effet, le flux pluridirectionnel imposé par la décarbonation du secteur électrique, doit être géré par le réseau tout en conservant la stabilité.

I.2.2. Stabilité et transition énergétique

Cette section présente les nouveaux vecteurs d'instabilités potentielles ; en effet la stabilité du réseau est mise à l'épreuve de la transition énergétique. La section est découpée en quatre sous-sections, comme suit.

- Le portrait global des scénarios envisagés pour le mix électrique est dressé. Les sous-sections suivantes développent une partie de ces scénarios.
- Les nouveaux usages du système électrique ainsi que les leviers à la disposition du gestionnaire du côté de la consommation sont brièvement abordés.
- Ensuite, la réorganisation des systèmes de production due à l'insertion massive des EnR est présentée.

- Enfin, la dernière sous-section détaille les trajectoires envisagées pour diminuer les émissions de CO₂ des sources pilotables.

I.2.2.1. Scénarios envisagés pour le système électrique français

Il existe de nombreux scénarios disponibles dans le domaine public qui présentent des évolutions possibles du mix électrique à plus ou moins long terme. Chacun d'entre eux reposent sur des hypothèses techniques voire idéologiques. Le gouvernement français a développé la PPE (programmation pluriannuelle de l'énergie) qui est un outil de pilotage de la politique énergétique, et qui sert à établir la loi de transition énergétique pour la croissance verte [8] à court-terme. RTE dispose de ses propres scénarios (Ampère, Volt, ...) sur le plus long terme. Les scénarios de RTE dépendent de la proportion d'EnR dans le mix.

Dans un contexte de transition énergétique et de politiques de réduction d'émissions de CO₂, les systèmes énergétiques, notamment électriques, doivent se réinventer et s'adapter aux problématiques nouvelles telles que l'insertion massive des énergies renouvelables, non programmables, raccordées de manière décentralisée. Même si la France dispose d'un mix électrique fortement décarboné en raison de la dominance du nucléaire dans le mix, les stratégies actuelles tendent à réduire la part du nucléaire au profit de l'accroissement des sources renouvelables variables telles que l'éolien et le solaire. Dans le même temps, les ressources fossiles fortement émettrices de CO₂ devraient disparaître à l'horizon 2030.

Avant de détailler les stratégies envisagées par la France, il est important de bien différencier puissance et énergie.

- La capacité installée ou puissance installée correspond à la puissance totale installée sur le système électrique qui peut être disponible ou utilisée à l'instant t , et s'exprime en MW.
- La production totale d'électricité, aussi appelé « mix électrique » est l'énergie réellement produite et consommée par le système électrique, et s'exprime en TWh.

Les Figure I-6 et Figure I-7 présentent un comparatif du parc actuel français [24] et celui envisagé par la PPE [4]. La PPE impacte à la fois la puissance installée et le mix électrique. A noter que les bioénergies sont négligées et non représentées sur le diagramme tout comme dans la thèse. De plus, les chiffres de 2019 sont présentés car il ne semble pas pertinent de traiter l'année 2020 en raison de la situation sanitaire. En 2019, les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim étaient toujours en fonctionnement.

Par ailleurs, pour 2030, RTE prévoit une hausse modérée de la consommation d'électricité, de l'ordre de 5% par rapport à 2019. Elle devrait être notamment tirée par la recharge des véhicules électriques mais aussi par la production d'hydrogène. La fameuse "pointe" de consommation de 19h en hiver devrait cependant diminuer grâce aux mesures d'efficacité et à de nouveaux usages qui ne seront pas concentrés sur cet horaire. Le parc électrique français est à l'aube d'une période de transition qui s'étendra au-delà de 2050.

La suite de la section, revient sur les stratégies d'évolution du parc de production électrique. Au préalable, les nouveaux usages électriques ainsi que la gestion de la demande sont abordés car ils peuvent avoir une incidence sur la stabilité du réseau.

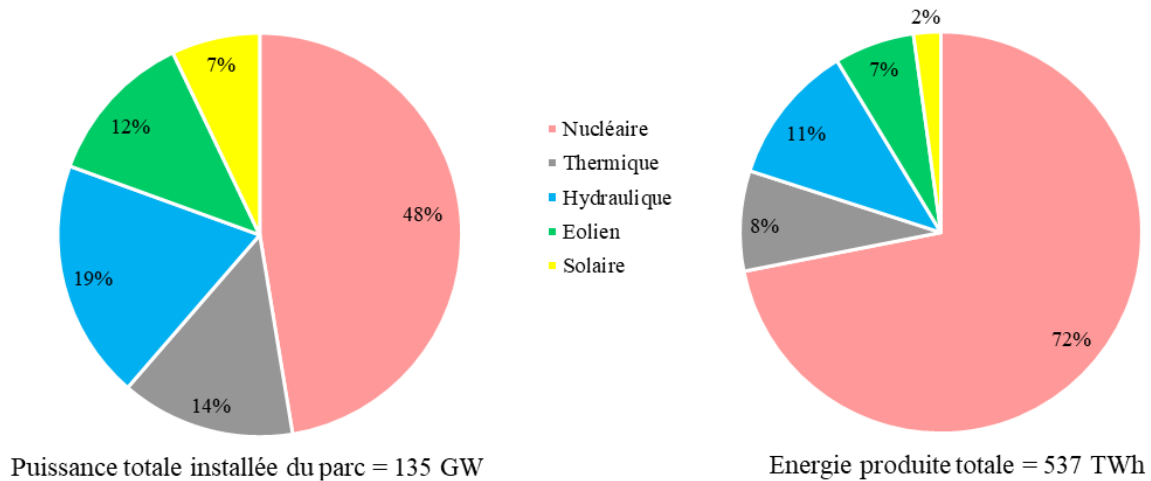


Figure I-6 : Répartition de la capacité installée (gauche) et du mix électrique (droite) du parc français en 2019 [24]

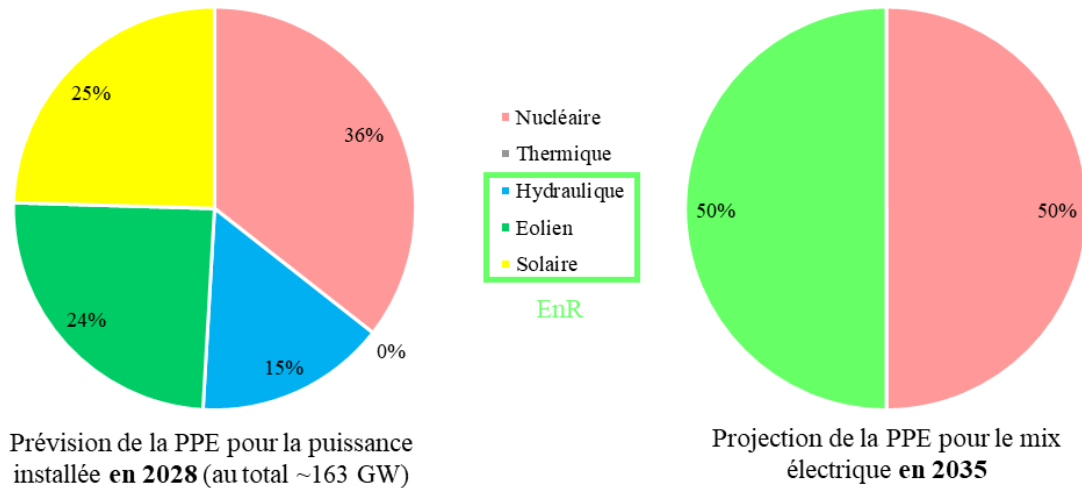


Figure I-7 : Répartition de la capacité installée en 2028 (gauche) et du mix électrique de 2035 (droite) envisagés dans la PPE [4]

I.2.2.2. Nouveaux usages et maîtrise de la demande

Les systèmes électriques doivent faire face à de nouveaux défis en plus de l'intégration des EnR variables. En effet, les nouveaux usages comme la mobilité électrique, ou l'autoconsommation (individuelle ou collective) chamboulent le réseau électrique du côté de la consommation.

La mobilité électrique est un objectif fort de la transition énergétique. En France, la consommation énergétique du secteur des transports représente près de 30% de la consommation énergétique finale et près de 40% des émissions de gaz à effet de serre, dont 95% est émis par le transport routier. Les ambitions publiques en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre impliquent de réduire très fortement les émissions de ce secteur. RTE estime même que « l'essor de la mobilité électrique est désormais une certitude et son intégration au système électrique doit être préparée » [25].

Par ailleurs, la maîtrise de la demande en énergie est un outil pour justement compenser ces nouveaux usages. La maîtrise de la demande consiste en une meilleure compréhension et gestion de la

consommation électrique chez les clients via des compteurs communicants. Elle peut par exemple imposer l'effacement⁶.

I.2.2.3. Challenge de l'insertion des EnR variables

Alors que le système électrique est complexe, soumis à l'évolution de la consommation et perturbé, entre autres, par des phénomènes météorologiques pouvant amener leurs lots d'aléas sur les équipements du réseau (court-circuit, déclenchement d'un groupe, ...), il se doit dorénavant d'intégrer les sources d'énergie renouvelable et décarbonée comme l'éolien ou le solaire.

La tendance est à l'accroissement de la capacité installée de ces EnR. Presque 26 GW de puissance installée en 2019 contre seulement 4 GW en 2008 d'après les bilans électriques RTE [24]. De nouveaux sites se raccordent, afin de respecter les politiques actuelles [4] ; 50% de la production électrique d'origine renouvelable (éolien, solaire + hydraulique) est attendue pour 2035. Au-delà de l'opposition pour l'implantation de nouveaux sites éolien ou solaire pour des questions de nuisances et d'acceptabilité du public ou au détriment de terrains agricoles, ces sources d'énergies chamboulent le fonctionnement historique du réseau pour plusieurs raisons ; caractérisation de la variabilité, passage d'un flux monodirectionnel à un flux pluridirectionnel, manque d'inertie pour aider à assurer la stabilité du réseau, surcoûts engendrés par l'intégration, obligations politiques, ... Intégrer ces EnR dès la conception des réseaux et lors de leurs raccordements représente alors un enjeu majeur pour les prochaines années.

La variabilité de ces sources de production est difficilement prévisible, et non corrélée à l'évolution de la consommation en plus du fait que ce sont des ressources non *dispatchables*, c'est-à-dire dont on peut difficilement faire varier la puissance. Ces sources ne participent pas au réglage de la fréquence, mais peuvent être utilisées pour le réglage de tension. Il existe toutefois, à la marge, des systèmes permettant de modifier la puissance comme le *pitch* sur une éolienne ou l'onduleur d'un PV mais leur impact est très faible. Dans la suite, ces sources de production sont supposées non *dispatchables* ou non pilotables.

Par exemple, la Figure I-8 illustre notamment la variabilité de la production éolienne terrestre sur un jour à l'échelle d'une région (Provence Alpes Côtes d'Azur – PACA) et de la France. La diversité géographique du réseau électrique à l'échelle de la France, voire de l'Europe, résulte en une production intermittente lissée (foisonnement), cette production reste néanmoins caractérisée par une forte variabilité. Le foisonnement n'est pas garanti et ne résout pas les problématiques d'incertitudes sur la prévision, de déclenchement intempestif de groupes intermittents, ou du renforcement du réseau pour pallier aux modifications des transits de puissance. Localement, la variabilité des EnR peut s'avérer impactante à l'échelle de la région concernée. Sur le graphique, un écart de 50% en moins de 3h à l'échelle d'une région.

L'intégration de ces EnR pourrait donc dégrader significativement la stabilité de la fréquence du système électrique, d'autant plus que l'interface entre la source EnR et le réseau est le plus souvent purement électronique, ce qui réduit l'inertie naturelle du système (due aux rotors des machines synchrones), utile pour faire face aux perturbations. Toutefois, des efforts sont faits dans le sens de l'électronique de puissance au niveau de la liaison réseau - éoliennes à vitesse variable, ce qui offre de nouvelles possibilités de participation au réglage de la fréquence (à la baisse) et de la tension, ainsi que le maintien de leur connexion au réseau en présence de creux de tension. Ce sont les éoliennes basées sur une génératrice synchrone à aimants qui sont les plus prometteuses de ce point de vue (voir Chapitre III).

D'autre part, on rappelle que le système électrique doit rester fiable, c'est-à-dire apte à approvisionner le consommateur final à un coût raisonnable tout en garantissant la continuité et la qualité de service. La référence [26] montre une détérioration potentiellement significative de la stabilité de la fréquence

⁶ L'effacement de la consommation électrique consiste à provisoirement réduire la consommation physique d'un site donné ou d'un groupe d'acteurs.

du système électrique avec l'intégration des énergies renouvelables variables. Par exemple, l'ensemble d'une ferme éolienne peut s'arrêter instantanément (quelques secondes) par sécurité suite à une forte augmentation du vent. Dans un tel cas, une source de production électrique doit prendre le relais quasi instantanément afin d'assurer la continuité de service et respecter l'équilibre production - consommation.

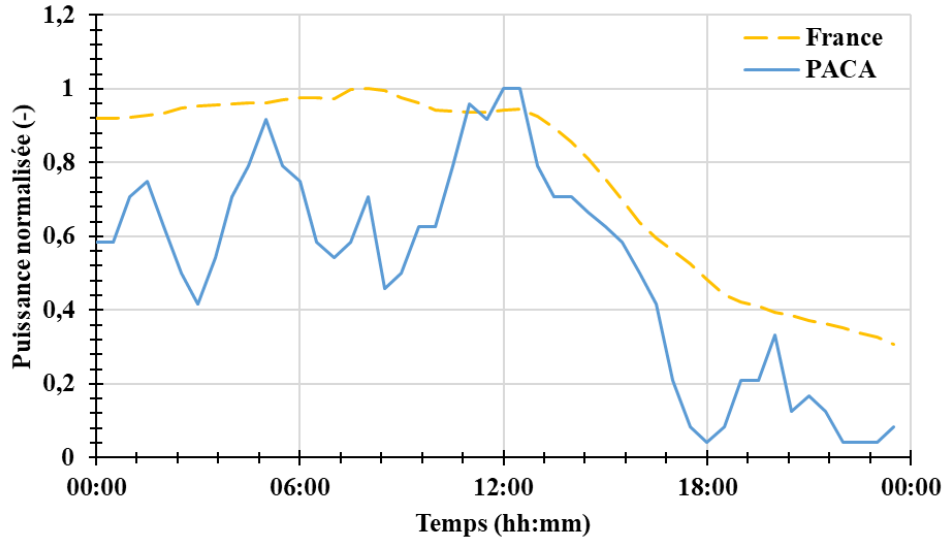


Figure I-8 : Exemple de la variabilité de l'éolien à l'échelle régionale et nationale pour la journée du 15 mars 2020 [23]

A petite échelle, leur intégration était tout à fait anodine pour le réseau haute tension. Par exemple en ce qui concerne les éoliennes, elles n'avaient d'influence ni sur la qualité de l'énergie ni sur le fonctionnement et l'exploitation des réseaux (fiabilité et stabilité). Elles étaient donc considérées par les gestionnaires de réseaux comme des charges négatives. Par conséquent, elles ne participaient ni au réglage de la tension, ni à celui de la fréquence dans le réseau. Aujourd'hui, le taux de pénétration des parcs éoliens devient de plus en plus significatif sur le réseau haute tension. Initialement, les parcs de production intermittente n'étaient raccordés qu'au réseau de distribution du fait de la faible capacité des technologies. Les parcs EnR se sont repartis sur ce réseau majoritairement et leur intégration majeure change la circulation des flux de puissance. Cela engendre des impacts sur les transits de puissance et sur le plan de tension, ce qui peut influencer par exemple les dispositifs de réglage de la tension et de la fréquence, les protections, et plus largement la stabilité du réseau [27].

En outre, la part de ces moyens de production non pilotables peut parfois même dépasser la demande. Dans ce cas, la priorité d'injection sur le réseau des énergies renouvelables dites sources fatales conduit les gestionnaires de ce réseau à arrêter des centrales conventionnelles – au charbon, gaz ou nucléaire –, pourtant par nature flexibles et permettant d'assurer l'équilibre offre-demande à court terme [28].

Par ailleurs, d'après [29], les énergies renouvelables génèrent des « coûts systémiques » supérieurs à ceux des technologies thermiques. L'introduction d'une quantité importante d'énergie renouvelable variable peut engendrer des surcoûts pour les réseaux de transport et de distribution, le besoin accru d'assurer l'équilibre production - consommation à court terme et la nécessité d'une capacité de réserve à long terme.

En résumé, l'insertion en constante progression des EnR est à prendre en compte dans la conception des réseaux car elle peut avoir un impact sur le bon fonctionnement du réseau. L'intermittence de ces sources peut provoquer localement une fluctuation de la production, donc une sollicitation plus fréquente des mécanismes d'ajustement (réglage de fréquence). Les EnR (éolien et solaire) ne disposent peu ou pas d'inertie du fait de leur faible capacité et/ou du type de conversion en électricité. Leur participation au

réglage de fréquence est limitée. Pour toutes ces raisons, l’insertion de ces EnR engendre également des coûts supplémentaires sur le réseau.

I.2.2.4. Modification de la répartition des moyens dits « pilotables »

Les stratégies énergétiques envisagées à l’échelle européenne et notamment française indiquent qu’à l’insertion massive des EnR s’ajoute la réduction des sources de production fortement émettrices en CO₂ telles que le charbon, le gaz ou le diesel. D’ici 2022, les dernières centrales à charbon seront mises à l’arrêt. La PPE prévoit pour la décennie à venir l’arrêt de toutes les centrales fossiles conventionnelles. L’énergie produite par les centrales thermiques au charbon est certes marginale depuis quelques années (moins de 2% de la production totale), toutefois elle reste utilisée comme une réserve lors de pics de production. L’utilisation des centrales au gaz est favorisée car elles sont moins émettrices de CO₂ que les centrales au charbon ou diesel. Elles sont également connues pour disposer de fortes capacités de flexibilité. Les temps de démarrage des centrales thermiques sont courts, notamment les centrales à cycle combiné au gaz naturel⁷ (CCG). Si une centrale au charbon met plusieurs heures pour monter à la puissance maximale, un CCG met entre 30 minutes et une heure. Le Tableau I-2 présente les performances de chacune des sources dites pilotables qui composent le réseau français. En outre, les ressources en énergie hydraulique, qui sont bas carbone, devraient rester inchangées car peu voire pas de nouveaux sites pour des barrages hydrauliques sont envisagés pour des raisons notamment d’acceptabilité du public ou de saturation de l’espace adapté à ce type d’ouvrage.

Actuellement, l’hydraulique ou le gaz répondent aux perturbations du réseau et sont principalement utilisés pour leur flexibilité, notamment lors des consommations de pointe, en raison de leur rapidité de réponse (Tableau I-2).

Tableau I-2 : Capacités de flexibilité des centrales de production classiques d’après [30] [31] [32]

	Durée démarrage		%Pn/min max
	Froid	Chaud	
Hydraulique	Une à quelques minutes		-
Diesel	15 min	5 min	25
Gaz à cycle combiné	3 heures	30 à 60 min	7
Turbine à combustion au gaz	10 à 20 min	10 à 20 min	20
Charbon	6 heures	2 heures	5
Nucléaire	1 à 2 jours	2 heures	5

En parallèle, il a été décidé de réduire la part du nucléaire dans le mix et d’atteindre 50% de la production électrique à égalité avec la production d’origine renouvelable. Plus de détails sur les capacités du nucléaire et les stratégies envisagées à propos du parc nucléaire se trouvent en section I.3 suivante. La référence [32] défend l’idée que si la part d’EnR variable augmente significativement dans les prochaines décennies, la réduction progressive des capacités nucléaires doit être corrélée à l’accroissement de l’éolien et du solaire, ce qui permettrait de limiter le recours aux énergies fossiles conventionnelles. Ceci est également conditionné à l’utilisation de la ressource hydraulique à son potentiel maximal, comme c’est le cas actuellement.

Afin de respecter les engagements de réduction des émissions de CO₂, il faut davantage de productions compensatrices rapides et peu émettrices en CO₂, c’est-à-dire des groupes de production n’utilisant pas d’énergies fossiles classiques (charbon, gaz, fioul). Cependant, la compensation des variations de production/consommation est réalisée à l’heure actuelle par l’intermédiaire de ces groupes de

⁷ Une centrale thermique à Cycle Combiné Gaz associe une turbine à combustion et une turbine à vapeur, ce qui permet d’améliorer le rendement énergétique tout en réduisant les émissions atmosphériques.

production, dits pilotables. En effet, le système doit pouvoir pallier l'incertitude sur la prévision et la variabilité du côté de l'offre et de la demande [33]. L'ajout d'énergies renouvelables variables fait également apparaître des besoins supplémentaires en « back-up » dans le court terme et dans le long terme pour garantir le niveau de fiabilité objectif [34], c'est-à-dire des moyens de compensation qui corrigent les perturbations potentielles des EnR.

En résumé, c'est un nouvel équilibre entre EnR et sources de productions classiques (thermique, nucléaire) qui doit être trouvé, en accord avec les politiques énergétiques (réductions des émissions de CO₂, diminution de la part du nucléaire et augmentation des EnR dans le mix) et la sûreté de fonctionnement du réseau. La place et le rôle du nucléaire en tant que source pilotable sont détaillés dans la section suivante.

I.3. Nucléaire et mix électrique en France

Du fait de sa forte proportion dans le mix électrique français (72% de l'énergie produite en 2019 [24]), la participation du nucléaire au réglage de fréquence est devenue indispensable pour le bon fonctionnement du réseau. En effet, comme indiqué précédemment, le nucléaire est une source de production pilotable car il est possible de moduler sa puissance, dans une certaine mesure, en fonction de la demande ou autre requête du gestionnaire du réseau. Dans la suite de la section, nous revenons sur l'historique du nucléaire qui a eu un impact sur l'état du parc français actuel. Ensuite, la section détaille en deux temps les performances (capacités et limites) du nucléaire à l'échelle d'un réacteur ou du parc en matière de flexibilité.

I.3.1. Parc et réacteur nucléaire français

Cette partie décrit brièvement le développement du parc nucléaire français, puis présente de manière générale le fonctionnement d'un REP et enfin les modes d'utilisation possible d'un réacteur.

- **Bref historique du parc nucléaire français :**

Dès la fin de la seconde guerre mondiale, la France s'est engagée dans le développement de programmes nucléaires civils et militaires, avec pour but d'assurer son indépendance en termes d'approvisionnement électrique dans un contexte de guerre froide. L'histoire a joué un rôle majeur sur la répartition du mix électrique français actuel et sa forte dépendance au nucléaire. Dès 1950, la première génération de centrales nucléaires a été déployée, à savoir six réacteurs appartenant à la filière Uranium Naturel Graphite-Gaz (UNGG). Ces réacteurs ont depuis été arrêtés, et sont actuellement en cours de démantèlement. Aujourd'hui ce sont les réacteurs à eau sous pression communément appelés REP, réacteurs de 2^{ème} génération, qui constituent l'ensemble du parc. Ils ont été mis en service entre 1977 et 2002. Ils sont répartis sur l'ensemble du territoire français, et sont regroupés en centrales de 2 à 6 tranches de réacteurs. La puissance nominale de chaque réacteur varie selon le « palier » qui dépend de la conception et de la capacité de la tranche (de 900 à 1450 MW_e). Il existe cinq paliers ; CP0 et CPY soit 34 réacteurs de 900 MW_e de puissance, P4 et P'4 soit 20 réacteurs de 1300 MW_e, et enfin N4 soit 4 réacteurs de 1450 MW_e. Au total, le parc est composé en 2019 de 58 réacteurs⁸ REP pour une capacité totale installée de 63 GW_e. Un réacteur de 3^{ème} génération, appelé EPR (*Evolutionary Power Reactor* en anglais) est actuellement en cours de construction à Flamanville. L'EPR est un REP de plus forte puissance dont la sûreté a été améliorée, en particulier en termes de mitigation. Les accidents nucléaires (notamment Tchernobyl, puis Fukushima) bouleversent toutefois les investissements passés dans le milieu du nucléaire. Cela se répercute sur l'acceptabilité du public et plus profondément sur les stratégies et politiques énergétiques.

⁸ Il a été décidé de prendre en compte le parc avant la fermeture de Fessenheim, *i.e.* avant 2020.

- **Fonctionnement d'un REP :**

Le fonctionnement d'un REP est représenté de manière schématique sur la Figure I-9. Le cœur du réacteur, composé d'éléments de combustible à base d'oxyde d'uranium enrichi en ^{235}U , est la source de la production de chaleur. Les éléments combustibles (pastilles où a lieu la réaction en chaîne) sont entourés d'une gaine métallique afin de former des crayons, eux-mêmes regroupés pour former des assemblages. Le cœur est contenu dans une cuve métallique étanche et comporte des dispositifs de pilotage appelés barres de contrôle. De l'eau à haute pression (155 bars) circule à l'intérieur de la cuve entre les éléments de combustible afin d'extraire la chaleur produite dans les éléments de combustible et de l'acheminer vers les générateurs de vapeur. L'eau au sein du circuit primaire joue le double rôle de caloporteur⁹ et de modérateur¹⁰.

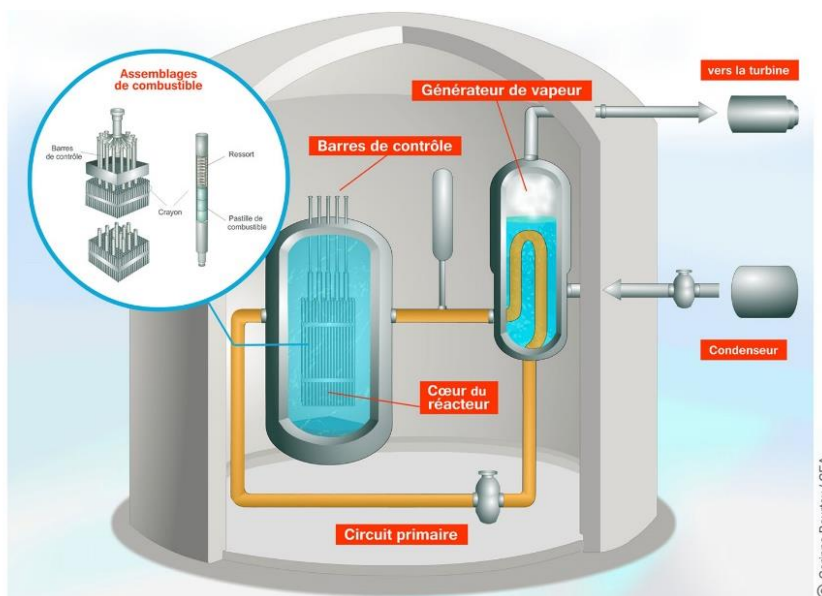


Figure I-9 : Fonctionnement d'un réacteur nucléaire [35]

À la sortie de la cuve, la température de l'eau, est d'environ 320°C (contre 290°C en entrée cœur). Cette eau passe ensuite dans un échangeur de chaleur ou générateur de vapeur (GV), où elle se refroidit en vaporisant l'eau du circuit secondaire. La vapeur à haute pression produite au secondaire est détendue dans une turbine. La turbine entraîne un alternateur qui, lui, est couplé au réseau. La vapeur secondaire est condensée à la sortie de la turbine dans un composant appelé « condenseur », avant d'être renvoyée dans les générateurs de vapeur. La condensation de la vapeur à la sortie de la turbine se fait grâce à une circulation d'eau à grand débit dans un troisième circuit, dit de refroidissement. L'eau « tertiaire », qui a elle-même besoin d'être refroidie, est envoyée dans de grandes tours de réfrigération dit aéroréfrigérantes (une par réacteur) ou est refroidie via un échangeur par le fleuve le plus proche.

- **Modes d'utilisation des réacteurs :**

Les réacteurs nucléaires ont été initialement conçus pour produire une puissance la plus élevée possible, tout en limitant le nombre d'arrêts nécessaires. Leur implantation a pris la forme de sites centralisés comprenant des unités de fortes puissances, intégrant notamment les contraintes imposées d'une part par le réseau de transport et d'autre part par les sources froides permettant le refroidissement du réacteur (rivière/fleuve ou mer). Le mode historique de fonctionnement à puissance constante, optimise le

⁹ Un caloporteur est un fluide circulant dans le cœur d'un réacteur nucléaire pour en évacuer la chaleur. Le fluide caloporteur permet de transporter l'énergie libérée par les réactions de fission sous forme de chaleur vers les organes de production d'électricité. [76]

¹⁰ Un modérateur est un milieu qui ralentit les neutrons par diffusions élastiques. Il doit être peu capturant afin de ne pas gaspiller les neutrons et être suffisamment dense pour assurer un ralentissement efficace. Cela favorise la fission des isotopes fissiles comme l' U_{235} . [76]

rendement économique net, le facteur de disponibilité et de charge, et enfin minimise les sollicitations mécaniques et thermiques des structures principales du réacteur. Ce fonctionnement « en base » des centrales nucléaires s'est alors imposé sur le réseau électrique français. Cette stratégie favorise l'implantation de sites de forte puissance optimisant la performance technologique et de surcroît le rendement économique net de l'installation.

La part du nucléaire en matière de puissance installée s'élève à près de 50% (soit plus de 60 GW_e) en France, et environ 70% du mix électrique [24], d'où la conception d'un second mode de pilotage des centrales nucléaires à savoir le « suivi de charge » dit fonctionnement en mode « turbine prioritaire ». Ce dernier mode permet l'utilisation du nucléaire pour le réglage de fréquence. En France, les réacteurs nucléaires ont adopté ce dernier mode de fonctionnement depuis le début des années 1980 [36]. La question de l'ajustement de la production des centrales s'est posée avec l'extension du parc nucléaire consécutive aux programmes CPY (années 1970 – 1980), ce qui en fait le premier pays où la nécessité d'adapter la production électronucléaire à la demande est apparue. Ce mode de fonctionnement traduit l'ajustement de la puissance nucléaire en fonction de la demande en puissance électrique. Il est aujourd'hui très employé ; en effet entre 20% et 40% des réacteurs du parc nucléaire français ont été sollicités pour des opérations de suivi de charge entre 2012 et 20215 [32].

Deux modes de gestion des barres de contrôle, relatifs au suivi de charge, existent, à savoir le mode A et le mode G. Le mode A est le mode « historique » associé au fonctionnement en base car il ne dispose que de très peu de flexibilité. Il a ensuite été amélioré (mode G) afin de satisfaire les problématiques de suivi de charge via l'ajout d'une régulation supplémentaire sur la puissance. Un comparatif des deux modes est présenté dans le Tableau I-3.

Tableau I-3 : Intérêt des modes de fonctionnement A et G d'un réacteur nucléaire REP vis-à-vis du réseau [37]

Mode A	Mode G
Préférentiel pour le fonctionnement en « base » et le réglage de fréquence	Adapté pour le fonctionnement en « suivi de charge »
<i>Production continue d'énergie électrique d'une tranche nucléaire fonctionnant à puissance constante (nominale)</i>	<i>Fonctionnement permettant de réguler le niveau de puissance en fonction des variations de la demande électrique</i>
Régulation GRT uniquement	Régulations GRT et GCP
(+) Facteur de charge élevé (+) Mode de pilotage simple techniquement (-) Fort taux de nucléaire dans le mix français → Contraint fortement le réseau vis-à-vis de l'adaptation de l'offre et de la demande	(+) Flexibilité accrue grâce à la modulation de puissance (+) Effet de parc permet une grande variation de la puissance à l'échelle de la France et de l'Europe (-) Limites de pilotage + Sollicitation des structures internes du réacteur pouvant accélérer leur vieillissement

Les barres (ou grappes) de contrôle constituent un moyen très efficace d'ajuster la puissance neutronique produite par le cœur ; leurs utilisations et leurs compositions sont différentes pour les deux modes de pilotage A et G. Ces grappes de contrôle sont constituées de crayons d'absorbant neutronique et viennent s'insérer dans le cœur depuis le haut. Le mode de pilotage G est caractérisé par deux types de grappes de contrôle noires et grises, qui sont réparties en deux groupes suivant leur fonction au sein du cœur :

- Groupe de compensation de puissance (GCP),
- Groupe de régulation de température (GRT).

En résumé, la totalité du parc nucléaire français se compose de réacteurs type REP qui représentent la majorité de la capacité installée du parc électrique français, pour des raisons historiques. Un REP dispose désormais de deux modes de pilotage selon le fonctionnement en base (mode A) ou en suivi de charge (mode G).

I.3.2. Flexibilité actuelle du nucléaire

La modulation de puissance des sources de production en fonction de la demande en électricité tout comme le stockage ou le délestage sont des moyens d'adapter la production d'électricité à la consommation. Ainsi, l'équilibre offre – demande et la stabilité du réseau électrique décrits dans la partie précédente sont garantis, ce qui est une condition nécessaire au bon fonctionnement du système électrique dans son ensemble. La modulation de puissance, aussi appelée flexibilité, peut inclure le suivi de la charge, le contrôle de la fréquence ou d'autres actions visant à modifier volontairement la puissance de sortie de la centrale. La flexibilité dépend alors de la durée et de la périodicité des changements de puissance. Détaillons tout d'abord, la réponse d'une centrale nucléaire lors du réglage de fréquence. Ensuite, décrivons les capacités du nucléaire en termes de modulation de la puissance. Enfin, l'utilisation réelle des capacités de modulation du nucléaire est quantifiée.

I.3.2.1. Participation d'une centrale nucléaire au réglage de fréquence et au suivi de charge

Le parc nucléaire participe aux réglages primaire, secondaire et tertiaire en fréquence, qui font partie des services – systèmes rendus par les productions au réseau. En effet, selon la réglementation de RTE, tout groupe de production d'une capacité supérieure à *120 MW* doit être en mesure de participer au réglage de fréquence (sauf cas exceptionnel comme une défaillance ou un retour de maintenance). Un exemple de chronologie de réponse au réglage de fréquence (*cf.* partie I.2.1.2) pour un réacteur nucléaire de type REP, en mode turbine prioritaire, est décrit ci-après suite à une augmentation de la charge (appel de puissance).

- Réglage primaire : dans le cas d'une hausse de la consommation, l'inertie des groupes de production de tout le réseau européen agit instantanément. Ensuite, la vitesse de rotation de l'arbre du rotor diminue d'après l'équation (I-7) et se stabilise à une nouvelle valeur de fréquence inférieure à *50 Hz*, grâce à la boucle de régulation dite « régulation en vitesse » qui agit sur la turbine, et au statisme correspondant. L'appel de puissance provoque l'ouverture de la soupape réglante de l'admission turbine. Le débit vapeur traversant la turbine augmente, ce qui accroît la puissance mécanique transférée à l'arbre, la pression et la température diminuent au secondaire, c'est la régulation du groupe turbo-alternateur. La température du primaire baisse car plus de chaleur est extraite aux générateurs de vapeur, ce qui implique une augmentation de la réactivité et de la puissance neutronique. L'action de certaines barres de contrôle du réacteur peut être requise pour le réglage primaire si la température dans le cœur dépasse une certaine plage. [37] Plus de détails sur le rôle de la centrale nucléaire lors du suivi de réseau sont donnés dans le Chapitre V.
- Réglage secondaire : une action des grappes de contrôle est requise pour compenser les variations de réactivité car tout déséquilibre primaire-secondaire induit une variation de température donc de réactivité. Leur insertion / retrait est imposé par le signal de téléajustage directement intégré au contrôle-commande. Ces variations de puissance sont alors appliquées à la turbine.
- Réglage tertiaire : Ce réglage consiste à moduler la puissance fournie par le réacteur en fonction de la demande en électricité, prédite la veille et réactualisée toutes les 30 minutes. Ce réglage sert non seulement à restaurer les réserves de puissance secondaire épuisées, mais également à rééquilibrer le réseau en cas d'accroissement lent de l'écart entre la production et la consommation. La centrale fonctionne alors en « turbine prioritaire », autrement dit les modulations de puissance du réseau sont intégralement et instantanément répercutées sur l'appareil de production de vapeur ; le cœur est aux

ordres de la turbine, *a fortiori* du réseau. Pour le nucléaire, le réglage tertiaire s'apparente à du suivi de charge. L'opérateur peut recourir au bore pour ajuster le niveau de puissance si nécessaire.

I.3.2.2. Capacités de modulation de la puissance du nucléaire

Une unité de production nucléaire fournissant un service de suivi de charge ou de réglage de fréquence doit pouvoir fonctionner de manière stable à tout niveau de puissance entre sa puissance nominale et un niveau de puissance minimum défini. Elle doit également être capable d'augmenter ou de diminuer la puissance à un taux défini entre deux niveaux de puissance quelconques dans cette plage [38].

La plupart des technologies de centrales actuelles sont conçues pour effectuer des manœuvres de puissance dans la plage de 50 à 100 % de la puissance nominale, et peuvent effectuer des rampes de puissance aussi rapides que $5\%Pn/min$ [38]. Pour le nucléaire français, ce sont les règles générales d'exploitation (RGE) qui régissent les rampes de montée ou descente en puissance ; cette valeur de **rampe de puissance de $5\%Pn/min$ est reprise comme la valeur maximale autorisée pour un réacteur nucléaire français.** A l'heure actuelle, la raison exacte de cette limite n'est pas clairement identifiée, même si un consensus indique que le chargement thermique sur le combustible (IPG voire section I.3.3), lors d'une variation de puissance est à l'origine de cette limite. Toutefois, cette valeur est certainement conservative.

Par ailleurs, lorsqu'une centrale fonctionne en suivi de charge, sa puissance est programmée par paliers reliés par des rampes. Les paliers haut et bas sont généralement fonction des pointes et des creux de la consommation. Un réacteur peut alors fonctionner à puissance intermédiaire (ou partielle), pour une durée contrainte dans le temps, généralement entre 30% et $100\%Pn$, même si exceptionnellement un palier bas à $20\%Pn$ peut être observé.

D'après [32], les exigences minimales des réacteurs leur imposent de pouvoir réaliser au moins 200 opérations de suivi de charge par campagne (durée d'un cycle combustible), deux par jour et cinq par semaine. Selon [32] les REP actuels peuvent atteindre 500 opérations par campagne.

De manière générale, c'est le fonctionnement en base à $100\%Pn$ d'une centrale qui est privilégié pour des raisons de coûts principalement mais des opérations de flexibilité sont fréquemment conduites sur un réacteur voire à l'échelle du parc, la sous-section suivante quantifie la fréquence du recours au nucléaire pour des exercices de flexibilité.

I.3.2.3. Utilisation du nucléaire pour des opérations de flexibilité

Un réacteur nucléaire actuel possède certes des qualités de flexibilité, mais le recours au suivi de charge à l'échelle du parc entier de manière prononcée (forte rampe de puissance au-delà de $2\%Pn/min$ ou paliers très bas) reste limité d'après le Tableau I-4. En effet, la pente moyenne des rampes de puissance nécessaires pour l'ajustement de la production est de l'ordre, à l'échelle de la France, de $1\%Pn/min$, et statistiquement les pentes effectuées par le parc se répartissent selon le Tableau I-4. Selon [32], 95% des rampes de puissance d'un seul réacteur sont inférieures à $1,5\%Pn/min$. De même, le Tableau I-4 donne une idée de la répartition des valeurs du palier bas sur le parc nucléaire français [39].

Tableau I-4 : Répartition statistique des rampes de puissance et des valeurs de paliers bas sur le parc nucléaire français [39], [40]

Rampe en $\%Pn/min$	< 0,5	Entre 0,5 et 1,5	Entre 1,5 et 2
Répartition	60%	37%	3%
Palier bas en $\%Pn$	75	50	30
Répartition	30%	60%	10%

En outre, la flexibilité du nucléaire ne se mesure pas uniquement à un seul réacteur, car l'ensemble des réacteurs ne répond de façon ni synchronisée, ni identique à une variation de puissance demandée au parc. Autrement dit, tous les réacteurs possèdent une capacité de flexibilité propre qui varie dans le temps en fonction notamment de l'état du cœur du réacteur. Il est ainsi important d'étudier le parc nucléaire dans son entièreté ; [32] étudie les effets de parc sur la flexibilité du nucléaire.

La part de réacteurs sollicités pour des opérations de suivi de charge a augmenté de 20% à 40% entre 2012 et 2015, et ces opérations pourraient augmenter de façon significative en vue d'augmenter la flexibilité du parc (les paliers P4 et CPY sont les plus fréquemment engagés car fonctionnant avec le mode G). Il y a une rotation des réacteurs qui participent au suivi de charge. Leur mobilisation d'une année sur l'autre répond avec une logique non triviale, non identifiable par la seule analyse de données. A l'échelle du parc, moins de 1% des rampes de puissance sont supérieures à 0,1% de la puissance totale du parc par minute ($\%Pn, \text{parc}/\text{min}$), et ne dépassent pas $0,2\%Pn, \text{parc}/\text{min}$ à l'échelle du parc, d'après [32].

En résumé de cette première partie sur les performances de modulation du nucléaire, ce dernier est certes capable de moduler sa puissance grâce notamment au mode de pilotage G et à l'effet de parc qui sert au suivi de charge. Néanmoins, on remarque, d'après le Tableau I-2, que la capacité actuelle du nucléaire en matière de rampe de puissance est plus faible que celle d'une centrale au gaz. Des pistes de réponse aux limites de flexibilité du nucléaire sont explicitées ci-dessous.

I.3.3. Limites de flexibilité du nucléaire

La production d'origine électronucléaire est complexe, et met en jeu de nombreux phénomènes physiques d'études telles que la neutronique, la thermohydraulique, l'étude des combustibles ou des matériaux. La suite de cette section détaille le fonctionnement des réacteurs nucléaires de type REP lors de la modulation de puissance, et surtout les limites associées. Certaines contraintes d'exploitation proviennent d'études de sûreté qui définissent le « domaine de fonctionnement autorisé » des REP et pour lequel le réacteur doit toujours fonctionner en conditions normales d'opération. Les Spécifications Techniques d'Exploitation (STE) établissent les critères limites d'exploitation en situation normale pour assurer l'intégrité des trois barrières (gaine combustible, circuit primaire et enceinte de confinement) protégeant l'environnement et les personnes des rayonnements. Autrement dit, le rôle premier des STE est de définir les limites des domaines d'exploitation normaux de la tranche afin de rester à l'intérieur des limites de sûreté et des hypothèses de dimensionnement du réacteur. En particulier, la pression et la température du circuit primaire doivent constamment se trouver dans ce domaine bien défini.

Les besoins en modulation de puissance des tranches nucléaires, nécessaires au respect de l'équilibre de puissance au niveau du réseau électrique, sont limités par ces contraintes techniques relatives aux STE. Ces dernières portent en particulier sur les températures de fonctionnement, les durées maximales de cycle, l'utilisation du combustible, etc. Les paragraphes suivants proposent de lister les principales contraintes de fonctionnement d'un REP du parc français.

- **Barres de contrôle et bore soluble :**

Les moyens de contrôle de la puissance du cœur sont les barres de contrôle composées d'absorbants de neutrons, plus ou moins insérées dans le cœur et l'acide borique (bore soluble), absorbant neutronique dissous dans l'eau du circuit primaire. Ils sont mobilisés pour suivre un programme de température en fonction de la puissance demandée à la turbine, tout en régulant la réactivité et la distribution spatiale de puissance dans le cœur [37]. Les barres de contrôle sont utilisées pour des variations rapides de puissance, tandis que la concentration en bore soluble intervient sur des échelles de temps plus longues (de l'ordre de 15 minutes) et compense notamment l'épuisement du combustible. Les barres de contrôle ont tendance à introduire de l'hétérogénéité dans le cœur car leur retrait/insertion modifie la distribution

spatiale de la puissance et des produits de fission (Xénon, Samarium ...), alors que les meilleures conditions d'exploitation sont obtenues pour un flux de puissance le plus homogène possible dans le cœur pour éviter la présence de points chauds [37]. Par ailleurs le bore implique des rejets d'effluents que l'on cherche aujourd'hui à minimiser et le pilotage au bore limite le nombre de transitoires admissibles (fonction de la quantité de bore admissible) et du fait de la vitesse de dilution / borication, les rampes de puissance sont également limitées [32], [37].

• **Interaction Pastille – Gaine et Corrosion Sous Contrainte :**

Lors de son passage dans le cœur et sous les effets de l'irradiation et de la chaleur induite, la géométrie de la pastille combustible se déforme et le jeu initial à froid entre la gaine et le combustible se comble partiellement entraînant l'apparition de points de contact pouvant potentiellement donner naissance à un phénomène de fissuration sous contrainte de la gaine. Ce phénomène mécanique d'interaction pastille – gaine (IPG) limite les transitoires de puissance de nature à accroître le niveau de contrainte au point de contact par effet de dilatation thermique, et donc à accélérer le phénomène de fissuration. L'augmentation rapide de puissance engendre sur les pastilles de combustible une dilatation qui est intégralement retransmise à la gaine [41]. A cela s'ajoute la corrosion sous contrainte (CSC), issue du relâchement de produits de fission corrosifs. Puis, le relâchement gazeux aggrave la surpression dans l'enceinte de la gaine. La rupture par IPG couplée à la CSC est l'étape ultime du phénomène ; c'est l'effet conjoint des contraintes mécaniques de poussée du combustible oxyde sur la gaine en Zircaloy et de la corrosion par les produits de fission dont l'iode venant du combustible, qui entraîne la propagation des fissures dans la gaine et qui conduit à une rupture aux endroits les plus sollicités, à savoir au niveau des interpastilles.

Par ailleurs, lors d'un fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire (jusqu'à 20 – 30%Pn) par exemple en été où la demande est moindre, le réacteur est mis en « veille » tout en gardant de la disponibilité pour reprendre la production à tout moment si nécessaire. L'IPG est d'autant plus contraignante car à puissance intermédiaire, les contraintes mécaniques sur la gaine sont atténuées, le jeu entre le combustible et la gaine peut réapparaître. Or dans ces conditions, le crayon n'est plus « conditionné », ce qui conduit la gaine à se plaquer à nouveau sur les pastilles pour retrouver un état d'équilibre, sauf que le niveau d'équilibre est atteint pour des conditions de puissance faible. La Figure I-10 illustre ce phénomène. Si un transitoire accidentel venait à se produire lors d'une remontée de la puissance pour une reprise de charge, le phénomène d'IPG/CSC couplé serait amplifié, ce qui risquerait de provoquer un grand nombre de ruptures de la gaine. La durée à puissance partielle est donc limitée et dépend également de l'avancement dans le cycle [41].

Pour les REP, la modulation en puissance et de surcroît la montée en puissance sont donc limitées par l'IPG.

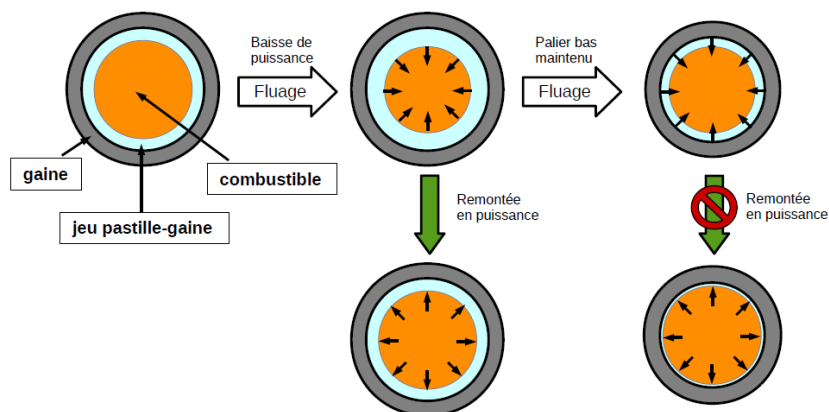


Figure I-10 : Illustration du risque IPG pour différents scénarios de transitoire de puissance [40]

Les expériences française et allemande montrent que le suivi de charge journalier n'affecte pas le taux de rupture de gaine par IPG sur le parc [36]. Le retour d'expérience d'EDF a également montré que le suivi de charge n'avait pas d'influence sur le circuit primaire, mais que les arrêts fortuits étaient généralement liés au gradient de température sur le circuit secondaire [42], ce qui est en accord avec les limites d'opération fixé par la sûreté.

En outre, il est difficile de discerner l'usure normale de l'usure additionnelle liée au suivi de charge [43], car les composants du réacteur (cuve, GV, ...) subissent plus de contraintes thermiques et mécaniques du fait de la modulation de puissance.

EDF avait imaginé pour ses paliers N4 le mode X conçu pour gagner en flexibilité mais l'IPG était bien plus prononcée en raison de la disparité axiale du flux de puissance pouvant entraîner localement des contraintes supérieures aux STE et ne pas respecter les critères de sûreté dans des conditions particulières. Ce mode a donc été abandonné [37].

- **Effet Xénon :**

Le xénon 135 est un produit de fission, excellent absorbant neutronique vis-à-vis des neutrons thermiques. Sa production a donc tendance à étouffer la réaction en chaîne. Ce phénomène est compensé en cours de fonctionnement en adaptant régulièrement la concentration de bore soluble dans l'eau du circuit primaire. A titre d'information, cet effet xénon impose un délai pour le redémarrage à pleine puissance après un arrêt.

En fonctionnement normal, la concentration de xénon est à l'équilibre lorsque la puissance est stable et se modifie avec la variation de puissance. Le xénon 135 est produit par désintégration de l'iode 135 (produit de fission) dont la demi-vie est de sept heures et peut se désintégrer en césium 135 (demi-vie : 9 heures) ou absorber un neutron pour produire du xénon 136. L'équilibre entre l'Iode 135 et le Xénon 135 dépend du niveau de flux neutronique et donc de la puissance.

- Si la puissance baisse, l'équilibre est rompu. La concentration de Xénon 135 soumise à un flux neutronique moins important (moins de production de Xénon 136) voit sa concentration augmenter ; son absorption de neutrons augmente également, ce qui diminue la réactivité du réacteur et baisse la puissance. Sa concentration augmente pour atteindre un pic au bout de sept heures environ puis diminue puisqu'il se désintègre en Césium 135 et que la concentration d'iode est plus faible. La baisse de réactivité observée pendant les sept premières heures est compensée par une dilution de l'eau borée.
- Inversement, une augmentation de la puissance induit un creux de concentration du xénon 135 qui se transforme plus rapidement en Xénon 136 (maximal au bout de 3 heures) puis une croissance de concentration par désintégration de l'Iode 135 jusqu'à atteindre un nouvel équilibre. Le creux xénon est compensé par une borication du modérateur.

En plus de son effet global sur la réactivité du cœur, le xénon peut aussi engendrer des instabilités spatiales à la suite de l'insertion de grappes de contrôle nécessaire au contrôle de la réactivité. Lors de l'insertion, une différence de flux de puissance axial dans le cœur induit des concentrations en xénon non homogènes entre le haut et le bas du cœur. Le xénon aura tendance à diminuer le flux du haut du cœur et à amplifier le flux du bas du cœur. Puis, le phénomène s'inverse entre le haut et le bas du cœur, ce phénomène est appelé « oscillations Xénon » avec une pseudo période de 20 à 30 heures suivant les cœurs. Les règles de sûreté ont pour but d'éviter que ce phénomène n'induisse des pics de puissance potentiellement dangereux qui ajouteraient de l'hétérogénéité au cœur.

- **Usure du combustible :**

L'usure du combustible avec l'avancement dans la campagne joue également sur la capacité du réacteur à manœuvrer. En effet, la moins grande réactivité du combustible est compensée par une diminution de la concentration en bore jusqu'à son retrait complet en fin de campagne. Le manque de bore en fin de campagne empêche la compensation des effets physiques comme l'effet xénon. Le réacteur ne peut plus participer au suivi de charge après 90% de la campagne. Il peut simplement participer au réglage de fréquence [42], [43].

Les phénomènes d'IPG et de CSC sont d'autant plus marqués pour des combustibles en fin de cycle pour lesquels le jeu pastille-gaine est comblé et le niveau de contrainte sur la gaine liée aux gaz de fission est maximal.

En résumé, ces contraintes matérielles, thermomécaniques, environnementales (rejets dans l'atmosphère), d'exploitation, etc. ont souvent des recouvrements qui peuvent être très contraignants du point de vue de la sûreté car elles imposent des limites sur les variations de puissance dans le cœur, sur des délais de redémarrage ou le temps de fonctionnement à puissance réduite ou encore sur l'avancement dans le cycle. La liste présentée ci-avant n'est pas exhaustive et a été montrée dans un but exploratoire ; elle permet d'avoir un aperçu des limites à la flexibilité des réacteurs nucléaires. Toutefois, des solutions de flexibilité permettant de s'affranchir de ces contraintes limitantes sont à l'étude, et certaines impliquent du nucléaire.

I.4. Zoom sur des solutions de flexibilité décarbonées

Le réseau électrique devient de plus en plus complexe à piloter, car il doit sans cesse assurer l'équilibre production – consommation, c'est pourquoi il est nécessaire de recourir à différents moyens de flexibilité (qui ont justement pour but d'adapter la production à la consommation ou inversement). De multiples leviers de la production à la consommation en passant par les équipements du réseau sont déjà déployés ou en cours d'étude, dont une liste non-exhaustive est présentée ci-après. Il faut au préalable définir le besoin de flexibilité.

En effet, améliorer la flexibilité n'est pas universel dans le sens où il faut au préalable définir l'objectif de flexibilité. La flexibilité est tout d'abord dépendante de l'échelle de temps choisie ; réglage de fréquence pour des temps courts, compenser le pic de consommation sur la journée, gérer les entretiens et opérations de maintenance des productions du parc, optimiser les ressources hydrauliques sur l'année. Ensuite, il faut savoir si le but est de reconstituer des réserves ou bien d'assurer en temps réel l'équilibre production consommation, ou les deux. Ensuite, le degré de flexibilité d'un système va dépendre du taux de pénétration des sources de production variables à l'heure actuelle et dans les scénarios choisis. Par conséquent, le besoin en flexibilité est corrélé au taux de pénétration de la variabilité, et est quantifié pour plusieurs échelles de temps. Dans un second temps, il est possible de sélectionner un levier de flexibilité afin de comparer le potentiel de différentes technologies d'électricité pour mettre en phase production et consommation. Par exemple, [32] s'intéresse au rôle du nucléaire pour le suivi de charge exclusivement, quand [44] définit une méthodologie pour définir sa flexibilité, puis conclut sur les besoins long terme de la flexibilité.

I.4.1. Solutions flexibles matures et smart grids

La capacité d'un système électrique à approvisionner la consommation en permanence doit être garantie, même dans un système reposant de plus en plus sur des énergies à profil de production variable comme l'éolien et le photovoltaïque. Si des sources de flexibilité sont développées de manière importante, alors cet équilibre peut être respecté. La maturité et la disponibilité sont des facteurs importants dans le rôle accordé à chacune de ces solutions de flexibilité. Une première partie détaille, sans exhaustivité, des

solutions de flexibilité sans nucléaire, tandis qu'une seconde partie fait état d'autres solutions à base de nucléaire.

Donc, parmi les solutions de flexibilité évoquées ci-dessous, nous avons :

- Des solutions de stockage d'énergie sous différentes formes et différentes échelles (mécanique – cinétique ou potentielle –, électrochimique, thermique, ...) comme les barrages hydrauliques ou les STEP (Station de Turbinage Et de Pompage) - meilleur moyen de flexibilité actuellement -, les volants d'inertie, ou bien les batteries électrochimiques, existent. Le stockage favorise grandement la gestion du réseau en terme de flexibilité, même si à grande échelle le stockage de l'électricité en tant que tel est complexe.
- Le *grid forming* est un dispositif à base d'électronique de puissance (onduleurs). Les « *Grid Forming Batteries* » génèrent leurs propres signaux sous forme d'ondes de fréquence et de tension spécifiques, ce qui signifie qu'au lieu de suivre les signaux d'autres installations, elles peuvent maintenir leur régime et la stabilité en cas de perturbation majeure du réseau. Le projet européen MIGRATE dans lequel RTE est impliqué s'attache à explorer les possibilités d'un tel dispositif [45].
- La prévision de la demande en électricité est primordiale dans la gestion des réseaux. Cette courbe de charge dépend des prévisions météorologiques ou des habitudes quotidiennes des consommateurs. La maîtrise de la demande en électricité (ou pilotage de la demande) est un des moyens utilisés par le gestionnaire pour équilibrer la balance. La méthode consiste à économiser l'électricité surtout en période de pointe via le consommateur et non plus seulement le producteur en développant par exemple l'efficacité énergétique et le pilotage de charges (*Demand response* en anglais). L'incitation au report de la consommation grâce à la tarification (effacement) renforce la bonne gestion de la demande, et lisse la courbe de charge. Grâce au compteur communicant (Linky), une meilleure connaissance et prévision de la demande permet au gestionnaire d'anticiper l'évolution de la consommation et de surcroît d'adapter a priori la production.
- Les interconnexions transfrontalières peuvent être une source importante de flexibilité, car des marchés localisés à différents endroits peuvent subir des perturbations à des moments différents. Cela s'applique aussi bien à la production (un réseau peut être le seul à connaître des vents forts, lui permettant d'exporter son surplus d'énergie renouvelable), qu'à la consommation (la pointe de demande en soirée sur un réseau peut être soulagée par les surplus d'un autre fuseau horaire grâce au décalage de charge géographique). L'interconnexion peut ainsi jouer un rôle similaire à la modulation de la consommation et au stockage sur batteries, non seulement à l'échelle horaire et quotidienne, mais également sur le long terme, voire de manière saisonnière.
- Les *smart grids* sont des réseaux électriques capables d'intégrer efficacement les comportements et actions de tous les utilisateurs qui y sont raccordés (producteurs, consommateurs, producteurs/consommateurs) afin de constituer un système rentable et durable, présentant des pertes faibles et un niveau élevé de qualité et de sécurité d'approvisionnement. Autrement dit, les *smart grids* encouragent à la fois l'intégration des énergies renouvelables, intermittentes, et les nouveaux usages électriques, tout en gérant la flexibilité de la production et de la consommation pour réduire notamment la pointe électrique ; pour cela ils ont recours à la gestion de flux d'information et d'énergie bidirectionnels de la production centralisée aux productions décentralisées. Le pilotage de la demande, le stockage tout comme la gestion des interconnexions de manière flexible peuvent profiter aux *smart grids*.

Toutes ces solutions sont déjà en place et/ou se développent à l'échelle nationale du réseau. Il existe d'autres solutions de flexibilités qui intègrent du nucléaire.

I.4.2. Synergies entre nucléaire et EnR : approche système

Le couplage de plusieurs systèmes énergétiques avec une ferme de production variable est un sujet majeur en vue d'améliorer la flexibilité du nucléaire car il permet d'optimiser les forces de chaque acteur de la production, à savoir la production en base pour le nucléaire par exemple, et la variabilité inhérente des sources EnR (voir section I.1). Dans la suite du paragraphe, nous nous intéresserons uniquement aux systèmes couplés composés d'une centrale nucléaire. Ces solutions complémentaires permettraient aux centrales nucléaires françaises de fonctionner en base, mode de pilotage simple et économiquement favorable. Ainsi, cela favoriserait l'insertion accrue des productions variables. [46] tout comme [32] estiment que le nucléaire et les EnR sont des énergies complémentaires grâce au suivi de charge, qui traduit notamment la souplesse du nucléaire.

Ces sites de production/consommation incluant du nucléaire aussi dits « hybrides », pourraient ainsi compenser localement les productions fluctuantes de la source variable ; quatre solutions possibles en fonction du besoin du réseau et de la disponibilité de la source variable sont décrites dans le Tableau I-5. Ces systèmes profitent également de l'interconnexion des réseaux énergétiques. La force de ces systèmes hybrides réside dans le fait que l'entité consommatrice d'énergie n'est pas contrainte par un fonctionnement en permanence du point de vue technologique, et ils sont faiblement émetteurs de CO₂. L'opération serait alors transparente pour le réseau dans la mesure où la production transmise au réseau serait la somme des puissances de l'ensemble du système hybride.

Tableau I-5 : Configurations extrêmes d'un système hybride selon la consommation du réseau et l'insertion d'EnR

EnR Réseau	Surplus	Déficit
Pic	<ul style="list-style-type: none"> - EnR injecte sur le réseau - Production de base produit à puissance nominale - Usine en marche minimale voire à l'arrêt 	<ul style="list-style-type: none"> - EnR à l'arrêt - Production de base produit à puissance nominale - Usine à l'arrêt
Creux	<ul style="list-style-type: none"> - EnR injecte sur l'usine - Production de base à l'arrêt - Usine en marche 	<ul style="list-style-type: none"> - EnR à l'arrêt - Production de base en marche à puissance nominale - Usine en marche

Plusieurs choix de couplage de système énergétique existent et s'insèrent dans une approche systémique intégrée de l'énergie. Le réacteur nucléaire peut avoir comme fonction première la production d'électricité pour le réseau ou bien pour alimenter une usine consommatrice d'électricité (désalinisation, électrolyse en vue de la production d'hydrogène) ou encore être producteur de chaleur.

[32] propose de recourir à un système de cogénération d'hydrogène par électrolyse : il existe plusieurs utilisations de l'hydrogène (transport, industrie, stockage), et sa production pourrait connaître une augmentation dans les années à venir. [47] confirme que la cogénération est une option favorable pour le suivi de charge des réacteurs nucléaires de petite taille, dits SMR (*small modular reactor*).

[48] propose comme ressource de flexibilité d'intégrer une usine d'électrolyse de la vapeur à haute température associée à un réacteur à eau légère dans un système d'énergie hybride nucléaire-renouvelable. Ce système énergétique intégré est capable de répartir dynamiquement l'énergie électrique et thermique à l'échelle industrielle pour répondre à la fois à la demande du réseau et aux besoins énergétiques de la centrale d'électrolyse. Une analyse de la performance dynamique d'un tel système est réalisée pour évaluer sa faisabilité et ses avantages techniques, ainsi que sa sécurité de fonctionnement dans des conditions très variables nécessitant une production flexible. Les résultats indiquent également que le système peut fournir divers types de services auxiliaires (régulation, réserves d'exploitation et suivi de la charge) pour soutenir la stabilité du réseau tout en respectant ses contraintes d'exploitation et

ses objectifs de contrôle ; il est donc capable d'atténuer efficacement les niveaux croissants de variabilité dynamique et d'incertitude introduits par les énergies renouvelables.

Par ailleurs, le réacteur nucléaire peut servir de producteur d'eau chaude via son circuit tertiaire (valable pour un REP). En effet, les réacteurs nucléaires produisent de la chaleur et peuvent donc être couplés à des systèmes de stockage de la chaleur ou au réseau de chaleur (domestique ou industrielle), ou vers une entité consommatrice de chaleur pour fournir de l'électricité disponible pendant que le réacteur fonctionne à pleine puissance. [49] suggère de convertir l'électricité à bas prix en chaleur stockée à haute température pour l'industrie ou pour la production d'électricité. [50] analyse les performances du nucléaire comme principal générateur de chaleur dans un système hybride, pour des pénétrations plus ou moins fortes d'EnR. Les serres maraichères et horticoles chauffées de Bugey mettent déjà en action cette technologie. La thèse [51] étudie la décarbonation des secteurs du chauffage urbain grâce aux centrales nucléaires pour plus de flexibilité sur les réseaux électriques.

Ces systèmes hybrides, couplés ou multiples à bon escient pourraient être utilisés de manière efficace et économique, pour gérer les niveaux croissants d'insertion de sources EnR variables. Ces systèmes intègrent donc généralement plusieurs entrées d'énergie (la production nucléaire et renouvelable) et plusieurs sorties d'énergie (l'électricité, l'hydrogène, l'eau chaude, ...) grâce à l'utilisation de conversion d'énergies complémentaires.

I.4.3. Améliorations de la flexibilité dans le design du nucléaire

Même si l'approche système semble intéressante, d'autres études s'orientent vers l'amélioration de la flexibilité du nucléaire via la conception. On peut distinguer trois façons de modifier la flexibilité du réacteur ; en aval du cycle de conversion, au sein même du cycle de conversion ou bien en amont du cycle. Par exemple, [52] s'intéresse au couplage du nucléaire avec un système interne de stockage de la chaleur. Cela consiste à coupler un réacteur nucléaire avec du stockage thermique via l'installation d'une boucle de stockage contenant deux réservoirs, située entre le circuit primaire et le circuit de conversion électrique. Cette étude montre les bénéfices de flexibilité sur la modulation de puissance et le suivi de charge alors que le réacteur fonctionne en base côté primaire, ce qui permet ainsi d'optimiser le facteur de charge et la rentabilité de la centrale.

Par ailleurs, des travaux [40] et [53] jouent sur l'optimisation du pilotage des REP en vue d'une participation accrue des réacteurs nucléaires au suivi de charge. Cela consiste à modifier les paramètres de barres (recouvrements, vitesses maximales, bandes de manœuvre), tout en respectant les critères de sûreté tels que les rejets d'effluent, ou l'homogénéité du flux axial.

Aujourd'hui les recherches sur des solutions de flexibilité se focalisent principalement sur la partie aval du réacteur nucléaire, c'est-à-dire que les moyens envisagés de faire varier la production électrique se situent après le groupe turbo-alternateur dans la chaîne de transmission de l'énergie en électricité. Elles mettent en jeu principalement des systèmes énergétiques couplés, et permettent notamment d'optimiser les coûts entre les différents réseaux le cas échéant, ou de profiter du fonctionnement optimal en base du nucléaire.

I.5. Conclusion du chapitre

Un réseau électrique doit gérer en continu la balance entre production et consommation car l'électricité se stocke difficilement sur une grande échelle à des coûts acceptables. Or un réseau électrique, intégré dans un système énergétique, est complexe car il se compose de nombreux équipements (machines, éléments de réseaux, sites consommateurs) et met en jeu de nombreux acteurs directs ou indirects dans le but d'acheminer l'électricité des sites de production vers les sites de consommation et inversement

localement. Par ailleurs, le vecteur électrique est le principal responsable des émissions de gaz à effet de serre parmi tous les secteurs énergétiques, et doit faire face à une réorganisation structurelle du réseau mais également à une transition de son mix. Les politiques publiques orientent le réseau vers une baisse de ses moyens carbonés mais pilotables au profit des énergies bas carbone renouvelable (éolien et solaire) mais non pilotables. La part du nucléaire décroît également, alors que c'est une source pilotable qui participe au suivi de réseau et au suivi de charge. Néanmoins, les mêmes exigences en matière de stabilité sont attendues sur le réseau, ce qui revient à équilibrer de manière fine l'offre – demande, permise par la loi des masses tournantes. De nouvelles solutions de flexibilité décarbonées sont alors nécessaires, certaines d'entre elles incluent du nucléaire. Cette transition énergétique suscite des interrogations sur le réseau (architecture, approvisionnement, mix) et le rôle du nucléaire en réponse.

Le prochain chapitre indique la problématique générale de la thèse puis recense les hypothèses fondamentales du cadre de l'étude définies suite à cette étude bibliographique et développe enfin la méthodologie déployée.

A RETENIR – CHAPITRE I :

- ✓ Pour répondre aux stratégies environnementales envisagées à l'heure actuelle, le secteur électrique prend la voie de la décarbonation et de la diversification. En France :
 - La part des énergies renouvelables variables va augmenter dans le mix électrique ;
 - Le nucléaire représente actuellement plus de 70% de l'électricité produite, et doit diminuer à 50% (d'ici 2035) ;
 - Les moyens de productions fortement carbonés (gaz, charbon, diesel) vont être supprimés rapidement (sortie du charbon prévue pour 2022).
- ✓ Les énergies renouvelables variables introduisent une problématique double vis-à-vis du réseau :
 - Réorganisation structurelle du réseau ;
 - Variabilité importante de ces moyens de production non pilotables.
- ✓ Bien que les systèmes de stockage de forte puissance se développent fortement, l'électricité se stocke encore difficilement à grande échelle à un coût acceptable. Il faut alors sans cesse assurer un équilibre entre la production et la consommation. La stabilité en fréquence est sous-jacente.
 - Le nucléaire participe au réglage de fréquence, actuellement le parc nucléaire est plutôt sollicité pour des opérations de suivi de charge (dont le réglage tertiaire de fréquence).
 - Les centrales au gaz et hydrauliques sont préférées lors du suivi de réseau (réglage primaire et secondaire de fréquence) car elles sont plus rapides et plus flexibles.
- ✓ Des solutions de flexibilité alternatives à la gestion de la demande, aux centrales fortement pilotables, ou au stockage existent ou sont envisagées. Par exemple, il s'agit de coupler une centrale nucléaire avec une ferme EnR variable, puis le surplus potentiel d'énergie produite par la centrale hybride est réinjecté pour de la cogénération.

Chapitre II- PROBLEMATIQUE, METHODOLOGIE ET CADRE DE LA THESE

*« Je crois que l'avenir de l'humanité
est dans le progrès de la raison par la science. »*

Emile Zola

Ce chapitre vise à énoncer la problématique générale de la thèse. Pour ce faire, les principaux enjeux présentés au chapitre précédent sont rappelés. De cette problématique, découle la méthodologie générale de la thèse. Cette dernière est appliquée dans un cadre d'étude précis.

II.1. Enjeux clés de la thèse

Le double enjeu sur l'insertion majeure des EnR dans le mix et la ressource en moyens flexibles qui décroît est au cœur de la thèse. Etant donné que le but est de favoriser les ressources en énergie décarbonées, le nucléaire semble être un bon moyen pilotable pour répondre à ce besoin. De plus, son intérêt en tant que levier de flexibilité est d'autant plus justifié au vu de sa part majeure dans le mix actuel français. La problématique de la thèse découle de cette dualité et est détaillée dans la section II.2 suivante.

Récemment, des travaux ont été menés sur le sujet de l'insertion des EnR et leur incidence sur le réseau et plus précisément leur impact sur les centrales nucléaires. Par exemple, la thèse de C. Cany [32] a pour but d'analyser l'interaction entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables dans le cadre de la transition énergétique française pour du suivi journalier et/ou saisonnier. La cogénération avec de l'hydrogène est finalement retenue comme solution potentielle pour renforcer la flexibilité du nucléaire. Dans la thèse de A. Clerjon [44] une méthodologie est proposée pour quantifier la flexibilité nécessaire du réseau avec une proportion accrue d'EnR pour vérifier l'équilibre offre – demande journalier. Dans ces travaux, le levier choisi pour pallier ce manque de flexibilité est le couplage avec un réseau de chaleur. Les thèses de M. Muniglia [40] et V. Drouet [54] étudient l'optimisation du pilotage des réacteurs actuels du parc français pour favoriser leur utilisation lors du suivi de charge. Enfin, de nombreuses recherches [49] [50] [48] [47] donnent des exemples de solution de flexibilité intégrant du nucléaire, mais le design du réacteur n'est jamais modifié, *i.e.* que la manœuvrabilité intrinsèque du réacteur est supposée inchangée.

Les études actuellement réalisées se focalisent donc principalement d'une part à l'utilisation du nucléaire comme levier de flexibilité en suivi de charge, ou pour un équilibre moyen long-terme. D'autre part, la conception du réacteur n'est jamais abordée, ou uniquement de façon ponctuelle sur quelques points spécifiques des designs actuels dans un processus d'optimisation. C'est pourquoi, il a été décidé d'orienter la thèse vers un équilibre offre – demande sur du temps quasi-réel (inférieur à la minute, *cf.* section II.4) et de s'intéresser au rôle que pourrait jouer la conception d'un réacteur plus flexible ; le cadre ainsi que les hypothèses fortes retenues sont définies en section II.4. Une méthodologie, dont le concept général est explicité en section II.3, a été élaborée dans le but de se conformer au cadre d'étude.

II.2. Problématique de la thèse

La problématique générale de la thèse s'inscrit dans ce contexte de transition énergétique. Dans ce manuscrit nous nous proposons d'amener des éléments de réponse à la question suivante : **comment rendre le nucléaire source de flexibilité accrue, notamment face aux nouvelles sollicitations du réseau électrique liées à l'introduction de groupes de production renouvelables variables ?**

Cette problématique fait apparaître deux sous-questions qui définissent également les deux grands axes de recherche de la thèse qui sont déclinés dans la méthodologie globale :

- **Comment répondre aux exigences des réseaux électriques actuellement en pleine transition en raison de l'introduction massive des EnR variables ?** L'objectif sous-jacent est alors d'identifier le besoin de flexibilité, à faire porter au nucléaire, et nécessaire pour le bon fonctionnement du réseau. Ce besoin peut se décliner sous forme de critère de flexibilité sur les sources de production décarbonées garantissant la stabilité lors de perturbation dues à l'intégration massive des EnR variables.
- **Comment intégrer les exigences de flexibilité comme critère de conception dans le processus de design d'un réacteur nucléaire ?** Est-il possible de mesurer l'impact en conséquence sur la sûreté ou d'autres caractéristiques du réacteur ? L'objectif de ce deuxième axe est de proposer une

étape de retour sur conception pour identifier des paramètres qui peuvent améliorer la flexibilité des réacteurs nucléaires actuels et futurs.

Nous tenterons de répondre à ces questions dans les différents chapitres de la thèse grâce à une approche graduelle en deux étapes majeures. La première sous-question sur le besoin du réseau est notamment abordée dans les chapitres III et IV, tandis que le chapitre V traite de la sous-question sur la manœuvrabilité accrue du nucléaire.

II.3. Méthodologie : approche innovante à l'interface entre deux thématiques

Etant donné que la problématique générale de la thèse se décompose en deux aspects distincts, la méthodologie appliquée dans la thèse est divisée en deux parties complémentaires. Cette thèse se propose alors de chercher un ou plusieurs critères de découplage, appelés « critères de flexibilité » ou « critères relais » dans la suite. Ainsi, cela permet de découpler les aspects réseaux électriques et les aspects conception nucléaire en première approche, puis de relier les deux domaines pour modéliser l'interface si possible. L'originalité de la démarche réside dans les contraintes ou besoins extraits de la partie réseaux électriques qui sont ensuite repris dans la partie spécifique au nucléaire. La démarche de la thèse est illustrée sur la Figure II-1 de manière schématique.

Cette figure en forme de papillon montre que la première partie de la thèse se focalise sur le comportement d'un réseau lorsqu'il est sous contraintes dues à la pénétration d'EnR variables. Cela permet de faire émerger un ou plusieurs prérequis qu'une source de production d'origine nucléaire devrait remplir afin d'améliorer la flexibilité globale du réseau. De l'autre côté, l'utilisation de ce « critère relais » en donnée d'entrée doit pouvoir être intégrée dans un processus de conception. La seconde partie de la thèse se focalise dès lors sur l'évaluation de plusieurs pistes de conception visant l'amélioration de la flexibilité du réacteur.

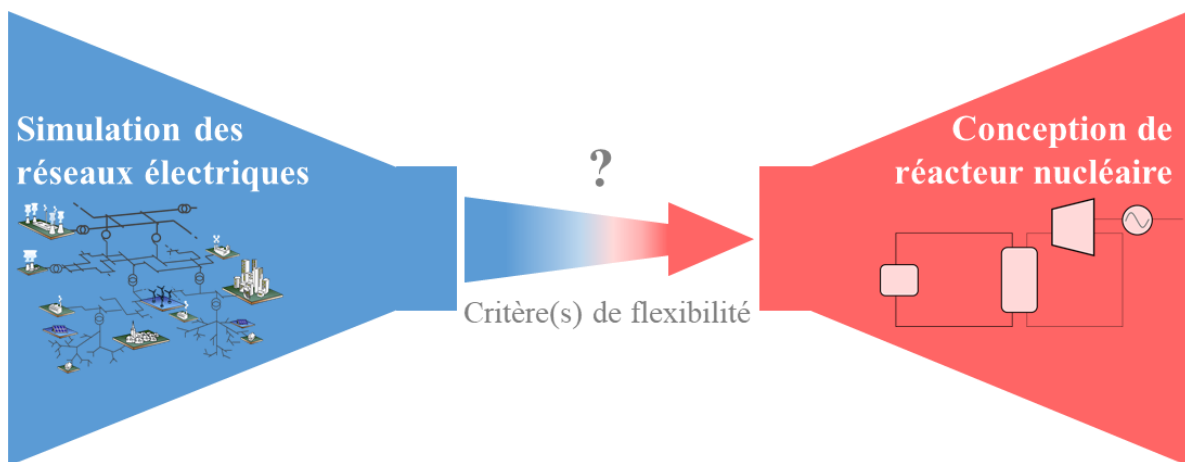


Figure II-1 : Schéma de la méthodologie générale de la thèse

Les deux sous-sections suivantes présentent succinctement, dans un cadre général, les étapes de la démarche par thématique.

II.3.1. Partie réseau électrique

L'objectif de cette partie est de déterminer un critère de flexibilité requis pour le réacteur nucléaire de telle sorte que la stabilité du réseau soit assurée même avec une forte perturbation d'origine EnR variable. Pour ce faire, nous avons défini trois étapes, décrites ci-dessous, permettant d'obtenir ce critère.

- 1) Définir un réseau équivalent suffisamment représentatif du système électrique d'intérêt. Proposer des modèles si nécessaire, notamment afin de modéliser un réacteur nucléaire ou des productions EnR variables.
- 2) Simuler des perturbations d'origine EnR de plus en plus importantes et étudier l'impact sur la stabilité du réseau équivalent.
- 3) Dédire une ou plusieurs exigences de flexibilité requises pour le nucléaire dans le but de compenser les perturbations EnR type et de garantir la stabilité intrinsèque du réseau équivalent. C'est l'obtention du ou des critères de flexibilité.

II.3.2. Partie conception réacteur nucléaire

La partie « conception nucléaire » a pour but de définir et d'évaluer des pistes préliminaires de conception (innovantes) visant à porter la flexibilité du réacteur dans la gamme requise à la première étape. De cette façon, le réacteur nucléaire pourrait compenser les perturbations liées aux EnR et participer pleinement à la stabilité du réseau dans des conditions de sûreté acceptables. La démarche proposée est décrite ci-après.

- 1) Modéliser simplement un réacteur du parc actuel en mode « turbine prioritaire » avec ses limites de flexibilité. Valider la modélisation sur un domaine d'application pertinent.
- 2) Observer le comportement du modèle lorsqu'il est soumis à l'exigence de flexibilité, *i.e.* au critère de flexibilité défini dans la partie réseau électrique (section II.3.1).
- 3) Si ce comportement n'est pas satisfaisant du point de vue de la sûreté par exemple, proposer des pistes de conception pertinentes, qui améliorent la flexibilité du réacteur, sur la base d'études paramétriques.

Cette méthodologie en deux étapes « connectables » nécessite de faire des hypothèses structurantes et de restreindre le cadre d'étude, notamment afin de respecter le temps imparti pour la thèse. Ce cadrage découle d'un travail bibliographique préalable présenté dans le Chapitre I. Le cadre est présenté dans la section suivante.

II.4. Cadrage et hypothèses de la thèse

Cette thèse se propose de relier l'interface entre deux thématiques souvent décorréées. Il est nécessaire d'effectuer certaines hypothèses et de limiter le cadre d'étude afin d'étudier les deux parties distinctes et d'appliquer la méthodologie présentée ci-avant dans son ensemble. Les hypothèses fondamentales ou caractéristiques importantes sont listées ci-dessous. Elles concernent essentiellement la partie réseau électrique et émanent du Chapitre I.

- La thèse se restreint à l'étude du réseau électrique français. Les interconnexions avec le réseau paneuropéen ne sont pas prises en compte. C'est-à-dire que l'on suppose classiquement que les déséquilibres de production de nos voisins n'ont pas d'influence sur le fonctionnement du réseau et inversement nous ne pouvons pas utiliser les ressources de nos voisins pour rétablir la stabilité. De fait, cela nécessiterait un travail à part entière de modélisation supplémentaire avec des données qui seraient difficiles à obtenir.
- Les centrales nucléaires étant de forte capacité et raccordées directement au réseau de transport, le système électrique d'intérêt de la thèse doit être un réseau de transport à haute tension connecté à une ou plusieurs charges modélisant le réseau de distribution et les sites consommateurs. Ce choix est également justifié par le fait qu'il est possible de raccorder des parcs EnR variables directement au niveau du poste source, (nœud entre le réseau de distribution et transport) si la capacité de la ferme est suffisamment grande. Les perturbations dues à la forte insertion des EnR influent sur les transits de puissance au sein du réseau et notamment au niveau du réseau de transport, et peuvent

déséquilibrer l'équilibre entre la production et la consommation. Un réseau avec des flux pluri-directionnels est encore très incertain et il n'est pour l'instant pas justifié de choisir une architecture de réseau plutôt qu'une autre.

- Les préoccupations économiques sont hors du cadre de la thèse afin de laisser toutes les pistes technologiques ouvertes.
- Comme le réglage de la fréquence est directement relié à celui de la puissance fournie par la centrale pilotable (par exemple dans un réacteur nucléaire, la puissance issue de la réaction en chaîne est échangée sous forme thermique puis transmise mécaniquement à la turbine), nous restreignons l'étude à la participation au réglage de fréquence des réacteurs nucléaires. Les autres réglages, tension par exemple, sont transparents vis-à-vis des circuits primaire et secondaire d'un réacteur nucléaire.
- L'impact de la variabilité des énergies renouvelables variables (solaire et éolien) s'étend sur différentes échelles de temps plus ou moins longues. D'autres perturbations du réseau (déclenchement d'une ligne ou d'un générateur, court-circuit), interviennent sur des échelles de temps courtes, à savoir de quelques secondes à quelques minutes. Ces temps courts sont l'objet du réglage primaire où il faut rétablir l'égalité des puissances produites avec celles demandées par le réseau en moins de 30 secondes. Dans la suite, l'étude est restreinte au réglage primaire de fréquence, à savoir sur des temps inférieurs à 30 secondes.
- On supposera dans la suite que la stabilité n'est pas respectée si l'écart entre la fréquence de fonctionnement normale et la fréquence extrême observée après une perturbation dépasse transitoirement $\pm 800 \text{ mHz}$. La fréquence finale ne doit pas dépasser un écart de $\pm 200 \text{ mHz}$ par rapport à la fréquence nominale. Ces valeurs proviennent du cahier des charges imposées pour le gestionnaire de réseau au niveau européen [55].
- Dues à leur faible part installée dans le système électrique français ($< 2\%$ en 2018 [24]), les bioénergies ne sont pas prises en compte dans l'étude.
- Les perturbations du réseau prises en compte dans la thèse sont les suivantes : les variations de la charge (consommation), ou les aléas climatiques qui impactent directement la production des EnR variables.
- Un réacteur nucléaire actuel du parc se doit de participer au réglage de la fréquence mais sa rampe maximale de réponse est de $\pm 5\%P_n/\text{min}$ [38].

Les conclusions et résultats issus de la thèse seront donc valables dans le cadre d'étude précité. Toutefois, la méthodologie resterait valable pour d'autres cas d'étude, pour autant que les hypothèses sur le réseau notamment soient modifiées en conséquence. En outre, nous utilisons, dans la thèse, le plus possible et délibérément des modèles simples et un nombre réduit de paramètres pour mettre en évidence leur influence en les faisant varier lors d'études de « sensibilité ».

La suite de la thèse se compose de trois chapitres. Les Chapitre III et Chapitre IV illustrent la partie réseau électrique de la méthodologie tandis que le Chapitre V développe l'aspect conception nucléaire.

Chapitre III - CONSTRUCTION DU MODELE DE RESEAU ELECTRIQUE CIBLE

*« On ne fait jamais attention à ce qui a été fait ;
on ne voit que ce qui reste à faire. »*

Marie Curie

Ce chapitre a pour but de décrire les modèles retenus pour la construction d'un réseau électrique simplifié comprenant des machines thermiques, hydrauliques, nucléaires et EnR afin de pouvoir ajuster le mix de production. Cette modélisation répond au besoin de simulation de la stabilité en fréquence dans le cadre des hypothèses définies au Chapitre II.

III.1.Introduction

Les enjeux associés à la transition énergétique rendent les réseaux électriques de plus en plus complexes. La simulation des réseaux électriques est alors indispensable pour prendre en compte ces phénomènes. Toutefois, il n'existe pas de modélisation préétablie et standardisée de réseau de transport avec un mix diversifié comprenant des source EnR d'origine variable.

L'objectif de ce chapitre est tout d'abord d'identifier le besoin en modélisation afin d'en déduire l'outil de simulation adapté aux phénomènes identifiés lors du cadrage de l'étude (stabilité en fréquence). Dans ce cadre, les différents composants du réseau (machines avec leurs régulations, lignes, charges, ...) sont ensuite présentés succinctement, ainsi que leur utilisation et les ajustements effectués, afin de constituer un réseau test. Une description, volontairement, précise des éléments est effectuée dans ce chapitre. De manière générale, les modèles utilisés sont classiques et connus du domaine des réseaux électriques. Par la suite, un zoom sur la modélisation d'une machine nucléaire ainsi que l'ajout d'une source variable sont proposés et modifient à leur tour le réseau test. Le terme « machine » nucléaire traduit généralement dans cette thèse la machine synchrone plus les éléments de conversion de l'énergie et le réacteur nucléaire. Enfin, une simulation basique du réseau adapté est décrite afin de mettre en évidence les grandeurs importantes pour l'analyse de la stabilité.

III.2.Définition du besoin et outil de la modélisation

D'après le cadrage effectué au précédent chapitre, les travaux de la thèse s'intéressent à la stabilité en fréquence des réseaux électriques. Pour cela l'idée est de perturber un système électrique de façon à mettre en évidence les phénomènes liés, et d'observer le comportement du système entre deux états d'équilibre. Autrement dit, cela revient à étudier la réponse du réseau lors de l'activation du réglage primaire de la fréquence, ce qui a lieu sur une plage de temps d'environ 30 secondes. Le recours à la simulation dynamique est alors nécessaire pour étudier de telles perturbations. En effet, c'est un phénomène physique, parmi d'autres, pouvant se produire dans un réseau. Rappelons quelques éléments de base à la simulation dynamique, afin de mieux définir le besoin et l'outil associés à l'étude. Les phénomènes physiques, qui interviennent sur le réseau électrique (encadrés en bleu sur la Figure III-1) sont nombreux et caractérisés par des fréquences ou des constantes de temps très variables.

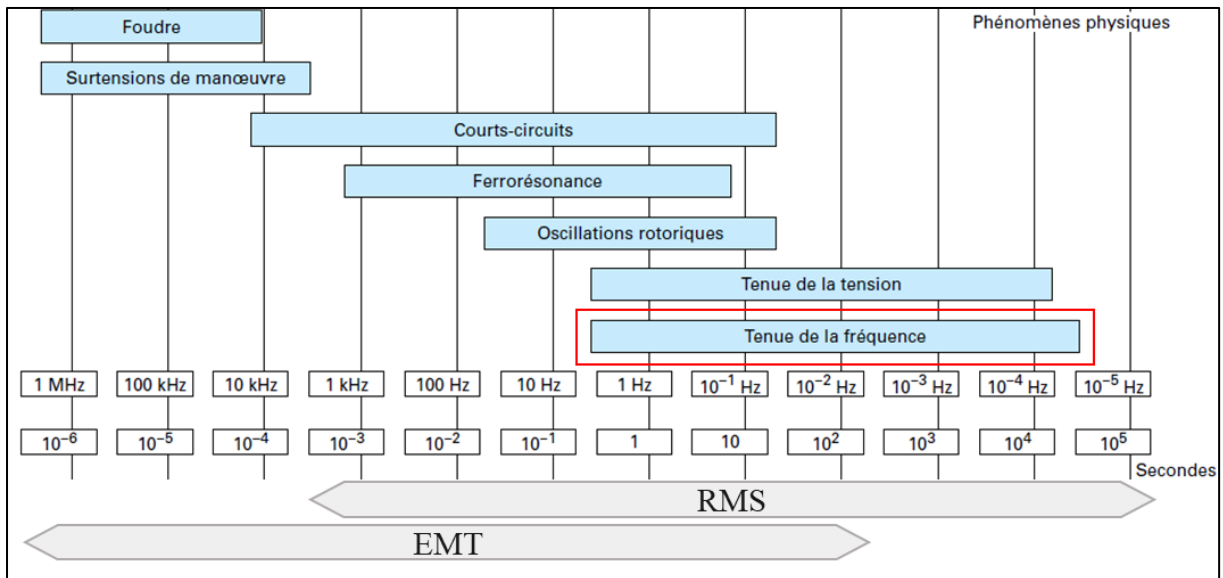


Figure III-1 : Représentation des différents phénomènes physiques par échelle de temps et correspondance et échelle d'application des modules RMS et EMT [56]

Une classification des phénomènes existe et prend en compte les phénomènes dits quasi-stationnaires, à dynamique lente, transitoires électromécaniques et encore électromagnétiques. Une catégorie convient pour étudier la stabilité en fréquence d'après [56]. Les phénomènes dits à dynamiques lentes sont les phénomènes présentant des constantes de temps de plusieurs dizaines de secondes, voire minutes, tels les échanges thermiques dans les chaudières ou bien l'action des réglages de fréquence-puissance. En régime permanent, la fréquence est considérée comme égale en tout point du réseau. Compte tenu de leur rapidité (fréquence de l'ordre du hertz), on néglige les oscillations entre les rotors des différentes machines qui ont de ce fait la même vitesse et la même accélération (hypothèse dite des rotors liés). Aux équations du calcul de répartition de charge décrivant le réseau, on ajoute les équations différentielles représentant le fonctionnement dynamique des chaudières et turbines, l'équation mécanique simplifiée des masses tournantes et les régulations locales ou centralisées qui interagissent avec les phénomènes simulés. Le modèle de simulation des phénomènes dynamiques lents, par rapport à l'approche quasi stationnaire, apporte une amélioration importante concernant le calcul de l'évolution de la fréquence traduisant l'équilibre dynamique production-consommation. Néanmoins, des phénomènes dynamiques plus rapides ne sont acceptés que dans la mesure où ceux-ci sont stables et qu'aucun seuil de protection n'est dépassé durant les transitoires négligés, provoquant une bifurcation de la trajectoire à long terme du système.

Plusieurs outils de simulation sont aujourd'hui disponibles dans le monde à **des fins de simulation de phénomènes à dynamique lente et d'analyse des réseaux électriques**. Au moins trois outils, listés dans le Tableau III-1, sont appropriés pour étudier ce type de phénomènes. Les logiciels retenus disposent *a minima* d'un module d'analyse RMS (*Root Mean Square*¹¹) adapté à la simulation de transitoires à dynamique lente, et au calcul des flux de puissance (répartition de la production d'électricité par groupe à un instant précis) qui initialise le transitoire. Les échelles d'utilisation de ces deux modules sont présentées en Figure III-1. Du fait du pas de temps de l'ordre de la milliseconde, le module RMS sert particulièrement à l'analyse de la stabilité. Enfin, le module RMS utilise un mode « phaseur » (représentation des grandeurs sinusoïdales via une amplitude, un argument - ou phase - indépendants du temps).

Tableau III-1 : Liste non exhaustive des logiciels étudiés pour la simulation des réseaux électriques et caractéristiques associées

Logiciel	Vendeur	Origine	Langage de programmation et comptabilité
PowerFactory	DIgSilent	Allemagne	DPL, python, Matlab
Matlab/Simulink	Mathworks	USA	Langage Matlab
EUROSTAG	Tractebel Engineering	Belgique	Matlab, Python, C++, autres langages C compatible

EUROSTAG dispose uniquement du module RMS, tandis que Matlab et PowerFactory couplent le module RMS avec la simulation EMT (Transitoires électromagnétiques) dont le pas de temps est de l'ordre de la microseconde. Les réseaux électriques sont alors entièrement modélisés en mode triphasé déséquilibré et la modélisation des équipements électriques est très détaillée. Les équations sont ainsi résolues dans le domaine temporel, ce qui permet d'afficher les grandeurs d'intérêt comme la fréquence, les tensions ou les courants de manière instantanée et permet de représenter les déformations de l'onde (harmoniques, transitoires rapides, ...).

¹¹ Cette appellation équivaut à la valeur efficace d'une grandeur.

La liste ci-dessous énumère et compare les spécificités des modes RMS et EMT :

- La modélisation de l'équipement avec le mode RMS est moins détaillée, par conséquent, la simulation RMS prend moins de temps de calcul que les simulations EMT. De plus, le mode phaseur est mis en action. Cela signifie que si un événement est non symétrique, toutes les séquences directes, inverses et homopolaires sont utilisées. Sinon, si l'événement est symétrique, seule la séquence directe est utilisée.
- Les simulations EMT sont généralement utilisées pour analyser, entre autres, les surtensions dans les réseaux électriques, telles que la surtension due à la foudre, la surtension de manœuvre et les influences des parafoudres.
- RMS est généralement préféré pour des transitoires dont la fréquence est inférieure à la fréquence nominale, comme les réponses en fréquence et en tension suite à un déclenchement de ligne ou de générateur, ou des variations de puissance intempestives qui relèvent du réglage de fréquence. Autrement dit, RMS est utilisé pour perturbations où les constantes subtransitoires ne sont pas impactantes.
- Il est également possible d'appliquer des programmes de type EMT pour étudier les problèmes de stabilité transitoire, ce qui permet d'obtenir des résultats plus précis au détriment de la vitesse de calcul et des données requises [57].

Finalement le module EMT n'est pas nécessaire au vu du besoin défini au préalable. **Seul le module RMS est utilisé dans la suite.**

EUROSTAG est un logiciel un peu ancien, datant des années 1990. En matière de popularité d'utilisation et de communication internationale, ce sont Matlab et PowerFactory qui tirent leur épingle du jeu. PowerFactory est maintenant utilisé par de grandes entreprises du secteur de l'électricité comme ENEDIS. Matlab/Simulink est un logiciel complexe et long d'utilisation pour un réseau électrique de grande taille, avec peu de modèles prédéfinis. Par ailleurs, ce n'est pas un logiciel exclusivement dédié à la simulation dynamique donc non optimisé pour ces tâches. Initialement, il était envisagé d'utiliser des réseaux de transport complexes et de grande taille lors de perturbations impactant la stabilité en fréquence. PowerFactory est tout à fait adapté car il dispose bien du module RMS complété avec EMT ou encore d'autres modules si besoin et une multitude de modèles sont disponibles dans sa bibliothèque.

En définitive, la modélisation et les simulations futures seront menées à bien avec le logiciel de simulation dynamique du réseau électrique PowerFactory développé par DlgSilent. Il a été décidé de capitaliser sur ce logiciel sur lequel de nombreux composants du réseau tels que les machines synchrones et les régulateurs de vitesse sont d'ores et déjà disponibles. PowerFactory tire parti des méthodes mathématiques d'intégration à pas variable pour simuler à la fois les phénomènes de stabilité et la dynamique lente des systèmes électriques, en obtenant le compromis optimal entre précision et temps de calcul. Il est ainsi possible d'analyser sur plusieurs heures l'interaction des réglages rapides et lents ou la succession des évolutions lentes liées aux variations de consommation et aux incidents soudains tels que les court-circuits ou les déclenchements de groupe.

Les travaux suivants relèvent de simulations dynamiques impliquant des phénomènes à dynamique lente entre deux états d'équilibre. La suite du chapitre détaille, le réseau de référence et les ajustements effectués pour rendre ce réseau intéressant dans le cadre d'études de dynamique lente avec le logiciel PowerFactory. Toutes les simulations sont effectuées avec un ordinateur qui dispose d'un processeur Intel® Core™ i7-8650U CPU @ 1,90 GHz 2,11 GHz et d'une mémoire RAM installée de 16,0 Go.

III.3. Le réseau « 4-machines » de base

Le réseau « 2-zones – 4-machines » a été développé par Kundur [15], et sera plus communément appelé réseau « 4-machines » dans la suite de ce manuscrit. Il a l'avantage d'être simple à prendre en main, de disposer de données entièrement connues et publiques, et d'avoir été testé à de nombreuses reprises. Il est devenu un des réseaux de référence pour la communauté scientifique du domaine. Ce modèle a notamment été utilisé pour l'analyse et l'étude des problèmes d'oscillations inter-régions. A titre d'exemple, les thèses [58] et [59] recourent au « 4-machines » comme réseau test.

III.3.1. Généralités sur le réseau

Le réseau « 4-machines » représente un réseau de transport, divisé en deux zones symétriques composées chacune de deux générateurs synchrones. Chaque générateur est associé à un transformateur $20kV/230kV$ puis connecté à une charge au travers de lignes haute tension. Les générateurs synchrones ont une puissance maximale de 900 MVA . Les machines de la zone A (à gauche de la Figure III-2) et les machines de la zone B (à droite de Figure III-2) diffèrent uniquement par l'inertie de l'alternateur. Les lignes et les transformateurs sont identiques dans les deux zones. Des bancs de capacité sont également présents aux nœuds des charges pour compenser la puissance réactive localement.

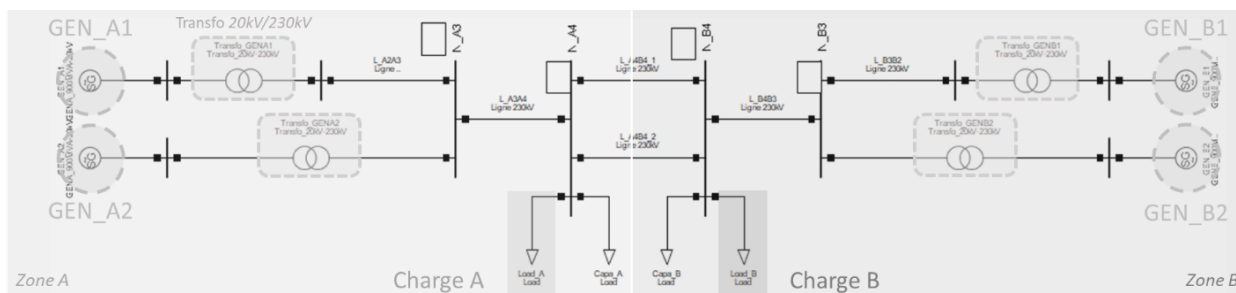


Figure III-2 : Représentation du réseau « 2-zones – 4-machines » sous PowerFactory

Les caractéristiques détaillées du réseau (paramètres des lignes, transformateurs et générateurs, charges, etc.) définies par [15], puis utilisées dans le logiciel de simulation dynamique des réseaux électriques PowerFactory, sont détaillées à la fin de la section III.3.4, après avoir expliqué la modélisation de chacun des composants. Dans le même temps, le détail du point de fonctionnement du réseau est précisé. Avant cela, il a été choisi de modifier la fréquence de référence du 4-machines afin de respecter la fréquence nominale du réseau européen (50 Hz), cadre des études présentées dans ce document.

III.3.2. Modification de la fréquence nominale

Le réseau de Kundur est normalement dimensionné selon les caractéristiques du système électrique américain fonctionnant à 60 Hz . Afin de se conformer aux hypothèses retenues dans le Chapitre I, la fréquence de référence est modifiée dans le logiciel et ramenée à 50 Hz , c'est-à-dire à la fréquence d'opération du réseau français/européen, puisque nous orientons les études sur le cas des centrales nucléaires françaises.

Ce changement de fréquence de référence n'influe pas sur le calcul de répartition du flux de puissance initial [15]. Une hausse de charge de $+1\%$ de la charge totale est appliquée pour les deux cas de fréquence nominale (50 Hz ou 60 Hz), comme présentée sur la Figure III-3, afin de visualiser l'influence de ce changement de fréquence sur la réponse du réseau à cette perturbation.

Lors du transitoire, les oscillations de fréquence sont déphasées selon la fréquence nominale du réseau choisie. Toutefois, la chute de fréquence relative à la fréquence nominale est sensiblement la même dans les deux cas, soit une valeur minimale de fréquence égale à $0,998 * fn$. La valeur de fréquence normalisée finale ainsi que la pente de fréquence initiale suite à la perturbation sont par ailleurs

identiques dans les deux cas. Finalement, on peut en déduire que la fréquence nominale n'a pas d'influence significative sur la dynamique du système.

Donc, dans la suite, **la fréquence nominale est de 50 Hz.**

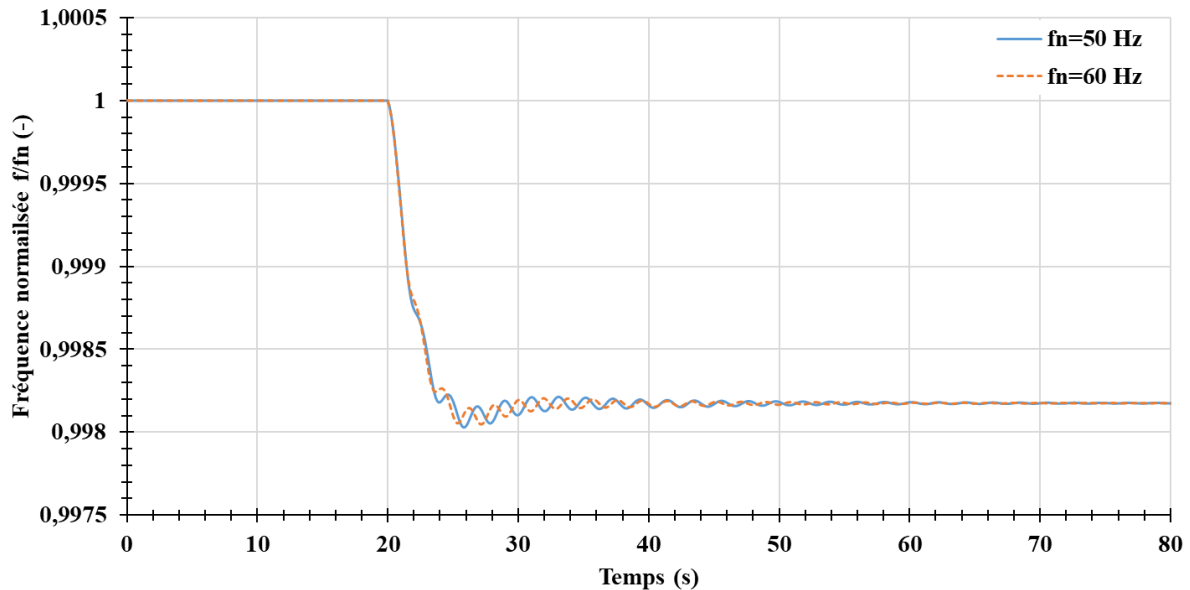


Figure III-3 : Evolution de la fréquence normalisée suite à une variation de charge de 1% pour différentes fréquences nominales

III.3.3. Modélisation des composants du réseau

Après avoir présenté le réseau de référence, cette partie décrit, ci-après, les différents types de composants qui le composent, à un niveau de détail suffisant pour donner les clés de compréhension au lecteur, peu importe son domaine d'expertise :

- Les machines avec les régulations associées car elles participent à la dynamique du système ;
- Les charges connectées au sein d'un réseau électrique, pour l'étude des transitoires électromécaniques ;
- Les transformateurs et les lignes qui relient les générateurs aux charges.

Une description précise de la machine synchrone et des charges a déjà été réalisée par [60] à partir du logiciel EUROSTAG [61]. La plupart de ces modèles sont classiques, connus et décrits dans [15]. La suite de la section décrit succinctement la modélisation sous PowerFactory.

III.3.3.1. Les éléments passifs

III.3.3.1.1. Les modèles de transformateur et de ligne [62]

- **Le transformateur :**

Un transformateur électrique permet de modifier la tension du réseau. Le modèle de transformateur utilisé dans PowerFactory est le transformateur à deux enroulements. La saturation et les effets capacitifs sont négligés.

Le circuit équivalent du transformateur sur PowerFactory est illustré en Figure III-4.

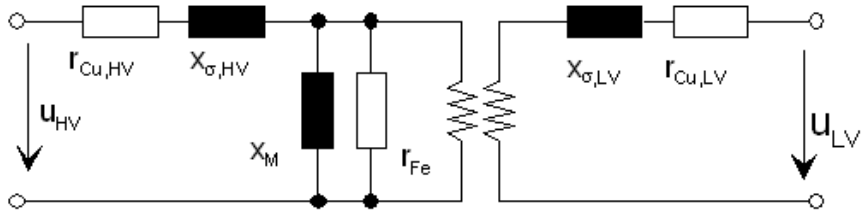


Figure III-4 : Circuit équivalent du transformateur à 2 enroulements [62]

Les paramètres sont désignés par :

- $r_{Cu,HV}, r_{Cu,LV}$: résistance des enroulements du côté haute et basse tension respectivement ;
- $x_{\sigma,HV}, x_{\sigma,LV}$: réactance de fuites des cotés haute et basse tension respectivement ;
- x_M : réactance de magnétisation ;
- r_{Fe} : résistance des pertes fer.

Les réactances de fuite et les résistances d'enroulement sont incluses du côté HT et BT, et la branche d'aimantation tient compte des pertes actives et réactives dans le noyau/structure. Ces pertes sont représentées par la réactance de magnétisation et une résistance en parallèle.

• **Les lignes :**

La ligne à haute tension permet le transport de l'énergie électrique, des centrales électriques vers les réseaux de distribution. Ces lignes sont aériennes, souterraines ou sous-marines. Il a été choisi de modéliser des lignes aériennes car très majoritaires sur le réseau de transport. Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties. Cela signifie que les grandeurs physiques (résistances, inductances, capacités, conductances) sont réparties sur toute la longueur de la ligne et ne sont donc pas localisées. La modélisation en Pi (Figure III-5) permet classiquement de représenter le comportement électrique des lignes électriques courtes et à faible déphasage. Le modèle en Pi prend en compte une résistance et une inductance en série et une capacité divisée en 2 et reliée à la terre en parallèle (demi-susceptance).

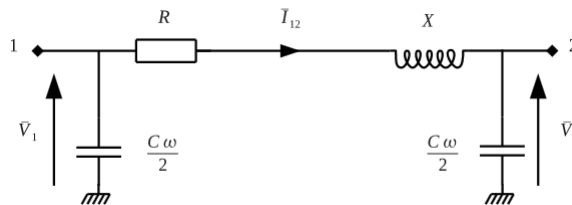


Figure III-5 : Schéma d'une ligne simple à l'aide d'un modèle en Pi

Le modèle avec une seule section en Pi n'est valable que pour de faibles fréquences et des lignes électriques courtes, dites à constantes localisées (approximation). Or le réseau « 4-machines » est un réseau de transport, composé de lignes longues dites à constantes réparties. Les lignes longues sont approximées par plusieurs sections en Pi à constantes localisées, connectées en série. La ligne modélisée sur le réseau « 4-machines » est une ligne aérienne sans neutre triphasée dont la Figure III-6 donne la représentation du circuit en Pi équivalent, comme le préconise la documentation du logiciel PowerFactory [62].

Y_s représente la somme de toutes les admittances liées à la phase correspondante, tandis que Y_m est la valeur négative de l'admittance entre deux phases.

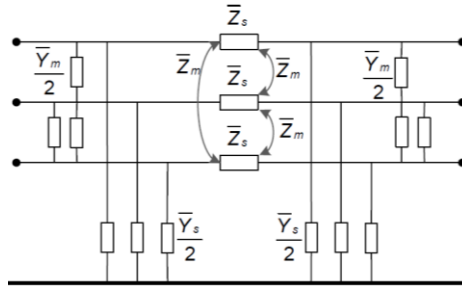


Figure III-6 : Schéma équivalent d'une ligne triphasée sans neutre à l'aide du modèle en Pi [62]

III.3.3.1.2. Le modèle de charges [63]

La stabilité du réseau électrique est assurée par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique [15]. Les caractéristiques des charges sont très diverses et leur participation à la dynamique du réseau varie également en fonction du type de charge ou des aléas climatiques. Par conséquent, il est difficile d'avoir un modèle général pour toutes les études, même si des simplifications existent. La modélisation de la charge permet notamment de connaître à chaque instant la puissance active et réactive au nœud de raccordement et de l'exprimer en fonction de la tension au nœud de la charge. Ces modèles sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique. Une charge statique est une charge dont la caractéristique ne dépend pas du temps. Par conséquent, les relations entre la puissance active et réactive en fonction de la tension et de la fréquence sont uniques à tout instant. En revanche, le modèle dynamique de charge exprime cette relation pour chaque instant.

Plusieurs représentations de modèle statique et dynamique existent sous forme exponentielle ou polynomiale, et dépendent de la tension, et de la fréquence si un modèle dynamique est retenu. La puissance active et la puissance réactive sont considérées indépendantes (voir Chapitre I). Intéressons-nous uniquement à la **modélisation statique de la puissance active**, car on suppose le modèle de charge indépendant du temps du fait de la simulation de phénomènes à dynamique lente.

PowerFactory utilise une modélisation complexe du modèle exponentiel dont une représentation simplifiée de la puissance active est donnée ci-dessous [15], [62].

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (\text{III-1})$$

Avec :

- P : puissance active de la charge
- P_0 : puissance nominale de la charge
- V : tension aux bornes de la charge
- V_0 : tension nominale aux bornes de la charge
- α : exposant dépendant du type de charge

Selon la valeur de l'exposant α , l'un des deux modèles suivants est généralement utilisé, même si une multitude d'exposants existent compte-tenu de la diversité des charges existantes :

- $\alpha = 0 \rightarrow$ Puissance constante ($P = \text{constante}$) : modèle statique de charge dont la puissance ne varie pas lorsque la tension varie.
- $\alpha = 2 \rightarrow$ Impédance constante ou admittance constante ($Z = \text{constante}$, ici une résistance) : modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec le carré de la tension.

Tableau III-2 : Valeurs de l'exposant α pour les différents types de charge statique [63]

Type de charge	Exposant α
Climatiseur	0,5
Chauffage résistant	2
Grand moteur industriel	0,05

D'après le Tableau III-2, le chauffage résistant est un exemple de charge statique à impédance constante quelque soit la dynamique du phénomène étudié. Par ailleurs, les moteurs asynchrones représentent la majorité des charges dynamiques du réseau. Toutefois, en dynamique suffisamment lente, les éléments qui modélisent les dynamiques du moteur ne sont pas excités, il est alors équivalent à une charge statique quasiment à puissance constante. C'est pourquoi, le modèle du moteur asynchrone est considéré comme une charge statique et se rapproche d'un modèle à puissance constante où $\alpha = 0$. De plus, la majorité des charges sous un poste source¹² du côté réseau distribution est à impédance constante. Or en fonctionnement normal, le régulateur en charge du poste source transforme ces charges en puissance constante en imposant une tension constante au bus secondaire (côté distribution), d'où l'utilisation de modèles à puissance constante.

Afin de quantifier l'influence de ces hypothèses de modélisation sur la réponse du réseau à un aléa, comparons les deux modélisations impédance et puissance constante dans le cas statique. En effet, un modèle à puissance constante permet par définition d'assurer que la consigne de puissance sur la charge soit bien respectée, contrairement au modèle à impédance constante dont la puissance varie en fonction de la tension aux bornes de la charge. L'étude comparative est réalisée ci-après pour un transitoire avec une augmentation instantanée de la charge totale de 1%.

D'après la Figure III-7, le modèle à puissance constante fait apparaître transitoirement des oscillations sur la fréquence globale du réseau (trait plein), tandis que le modèle à impédance constante introduit des oscillations sur les puissances des charges (trait pointillé).

La variation de la puissance imposée à 1%, correspond à une hausse théorique de la charge totale égale à 27,3 MW. Dans le cas d'un modèle à puissance constante, la variation de puissance est bien conforme, alors que la simulation avec impédance constante montre une variation de la charge finale de seulement 18,6 MW. Cela est dû au modèle dont la puissance dépend de la tension au carré, la tension diminuant lorsque la puissance appelée par la charge augmente (par augmentation du courant de ligne et donc de la chute de tension en ligne). Le temps de stabilisation des charges est également plus long. Par ailleurs, un écart de fréquence finale entre les deux modèles de charge est observé. Cela s'explique par le fait que la fréquence est directement liée à la balance des puissance produites et consommées selon le statisme.

En résumé, le modèle de charge à impédance constante ne garantit pas une puissance de la charge égale à celle qui est imposée. S'il y a trop de puissance sur le réseau, la charge réelle sera légèrement inférieure à la valeur imposée, ce qui peut modifier la réponse en fréquence. Le modèle à puissance constante permet d'imposer au réseau une valeur précise de la charge, sans qu'elle ne soit modifiée pendant la simulation. C'est donc l'option **puissance constante** qui est choisie pour la suite.

¹² Un poste source est ouvrage électrique permettant de relier le réseau de transport et le réseau de distribution. Le poste source comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande, des équipements de comptage d'énergie, voire des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté du système électrique.

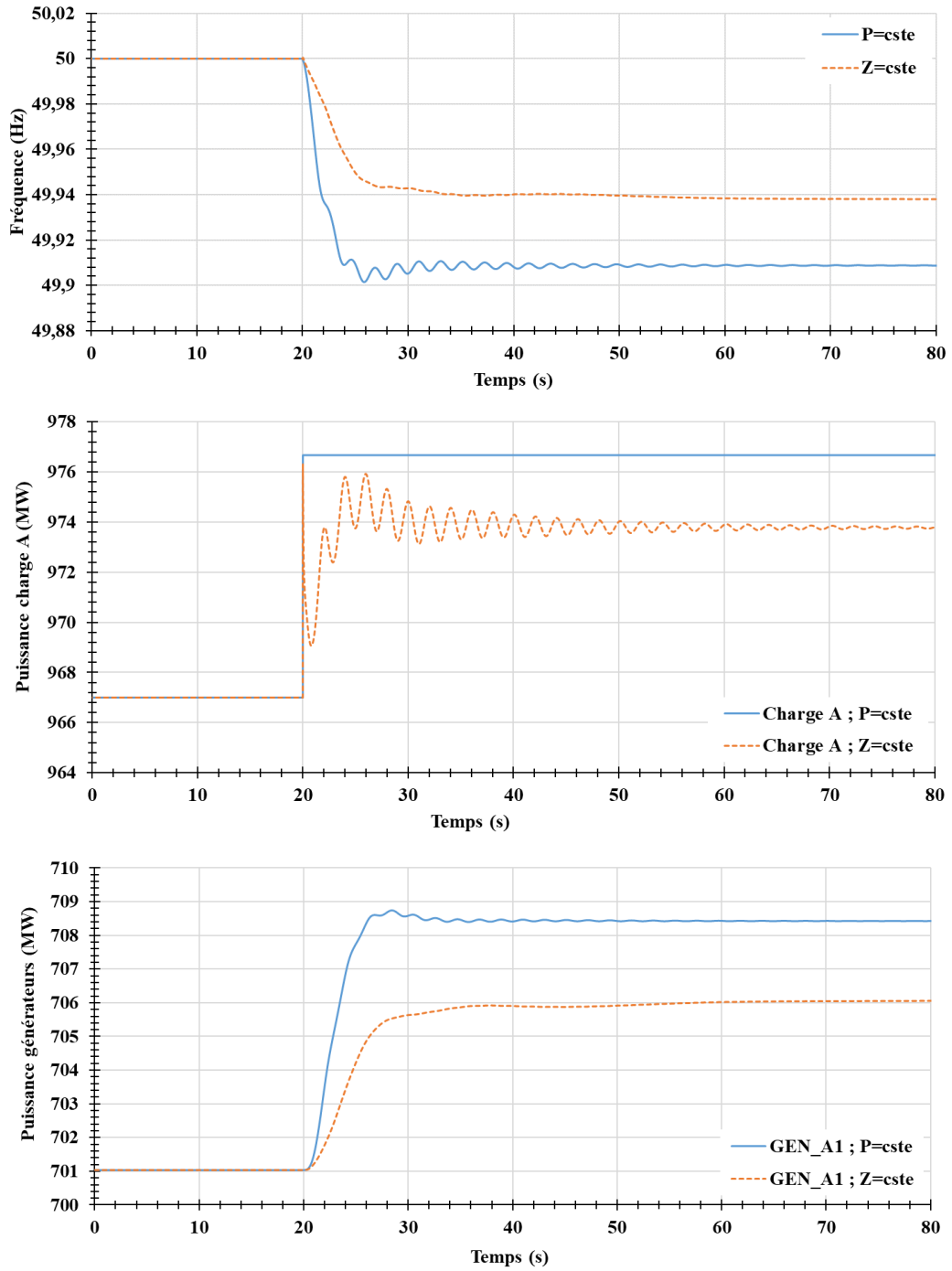


Figure III-7 : Evolution de la fréquence (haut) et des puissances de la charge A (milieu) et du générateur A1 (bas) pour deux modèles de charge

III.3.3.2. Le générateur : machine synchrone et régulations

Le schéma de principe d'une machine synchrone avec les régulations afférentes est présenté sur la Figure III-8. Un logiciel de simulation dynamique quel qu'il soit découple la partie alternateur de la partie régulation.

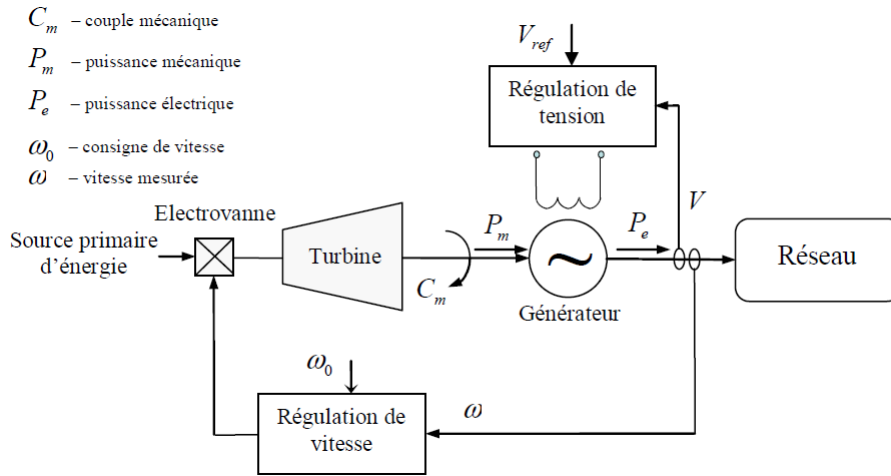


Figure III-8 : Schéma de principe de régulation d'un générateur [60]

- **La machine synchrone** [60],[62] :

Le modèle détaillé de la machine synchrone utilisé dans PowerFactory est brièvement présenté dans cette sous-section. Les hypothèses ci-dessous sont admises.

- La saturation, l'hystérésis et les courants de Foucault dans le fer sont négligeables ;
- Les forces électromotrices correspondant aux enroulements du stator sont à répartition spatiale sinusoïdale.

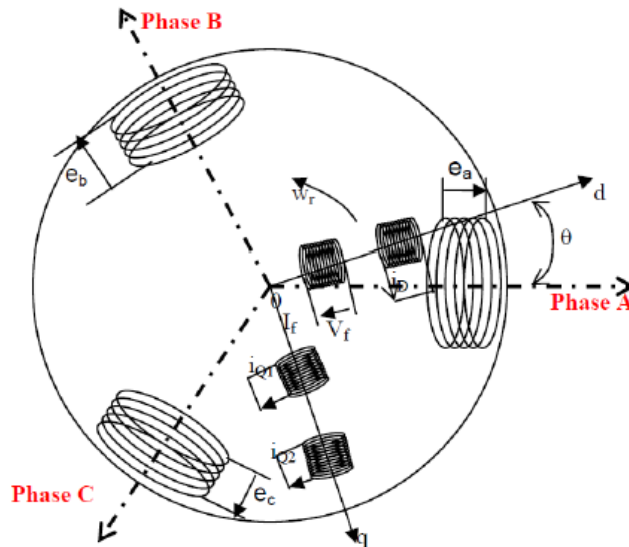


Figure III-9 : Modèle détaillé de la machine synchrone [60] [61]

La modélisation de la machine synchrone recourt à la théorie classique de Park [15]. La transformée de Park est un outil mathématique qui sert à modéliser un système triphasé grâce à un modèle diphasé. Il s'agit d'un changement de repère. Les deux premiers axes dans la nouvelle base sont traditionnellement nommés d et q. Dans le cas d'une machine tournante, le repère de Park est fixé au rotor. Dans le repère de Park, les courants d'une machine synchrone ont l'avantage d'être continus, ce qui explique l'utilisation abondante de cette modélisation. La transformée permet ainsi dans un système triphasé

équilibré de transformer trois quantités alternatives tels que la tension, le courant et les flux en deux quantités continues. Cela simplifie considérablement la résolution des équations. Une fois la solution calculée, la transformation inverse est utilisée pour retrouver les grandeurs triphasées correspondantes.

Deux représentations utilisant le système de référence du rotor (coordonnées de Park) sont considérées dans le modèle standard de PowerFactory.

- Le modèle complet où le rotor est représenté par 4 enroulements équivalents : l'enroulement d'excitation et un amortisseur dans l'axe direct avec couplage magnétique entre ces enroulements et deux amortisseurs dans l'axe en quadrature (gauche de la Figure III-10).
- Le modèle simplifié où le rotor est représenté par le seul enroulement d'excitation et aucun enroulement dans l'axe q (droite de la Figure III-10).

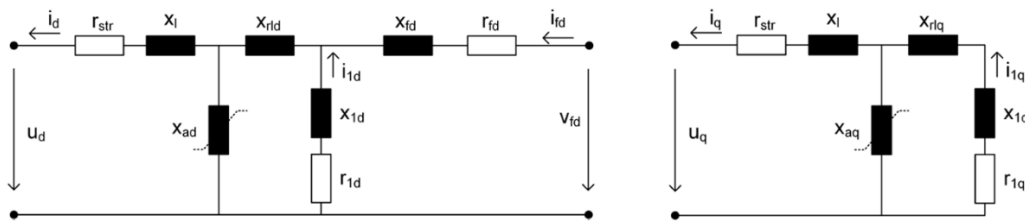


Figure III-10 : Schéma équivalent selon l'axe d (gauche) et l'axe q (droite) de la machine synchrone dans le système de Park [62]

Les indices désignent :

- d : enroulement statorique d'axe direct ;
- q : enroulement statorique d'axe en quadrature ;
- f : enroulement d'excitation ;
- 1 : amortisseur n°1.

Les paramètres de la machine sont définis comme suit :

- r_{str} : résistance d'armature du stator ;
- x_l : fuite statorique d'axe direct et d'axe en quadrature ;
- x_{ad} : mutuelle d'axe direct ;
- x_{rd} : mutuelle entre le bobinage du champ et celui de l'amortisseur
- x_{1d}, r_{1d} : fuite et résistance de l'amortisseur d'axe direct ;
- x_{fd}, r_{fd} : fuite et résistance de l'enroulement d'excitation ;
- x_{aq} : mutuelle d'axe en quadrature ;
- x_{rq} : mutuelle entre les enroulements des amortisseurs de l'axe en quadrature
- x_{1q}, r_{1q} : fuite et résistance de l'amortisseur d'axe en quadrature.

Comme indiqué précédemment, les logiciels de simulation dynamique comme PowerFactory dissocient les paramètres propres à l'alternateur, et les modèles physiques nécessaires au fonctionnement d'un réseau régulé, se conduisant de manière réaliste suite à une perturbation. Par conséquent, la section suivante présente les régulations de fréquence et de tension des machines.

• **Les régulations, rôle et choix des modèles :**

Comme une variation de charge est modélisée par la suite, des régulations doivent être considérées. Explicitons de manière succincte le rôle et le fonctionnement général de ces régulations. Autant que faire se peut, les régulations choisies seront tirées de l'IEEE ou issues de benchmarks.

- Régulation de la vitesse :

La régulation de vitesse, dite *gover* (contraction de *speed governor*), d'un générateur permet, d'une part, de prendre en compte la participation du groupe au réglage de la fréquence primaire et, d'autre part, de modéliser le système de conversion de la puissance (turbine à vapeur ou hydraulique, circuit d'énergie primaire,...). Les types de sources de production peuvent être séparés en deux catégories : les centrales « dispatchables », c'est-à-dire les centrales traditionnelles telles que les centrales nucléaires, hydrauliques ou thermiques, et les centrales « non-dispatchables » telles que celles à énergie renouvelable comme les parcs éoliens ou solaires. Dans cette partie, la régulation de vitesse des centrales « dispatchables » est abordée. Pour les sources à EnR variable, leur nature ne permet pas de participer facilement au réglage primaire, elles sont considérées comme des charges négatives, donc sans régulation de vitesse.

Tableau III-3 : Type de gover choisi pour les quatre générateurs

	GEN_A1	GEN_A2	GEN_B1	GEN_B2
Gover	IEEEG1	IEEEG1	IEEEG1	IEEEG1
Type	thermique	thermique	thermique	thermique

Le modèle standard IEEEG1 [64] est retenu, dans un premier temps, pour les quatre générateurs du réseau « 4-machines », comme indiqué sur Tableau III-3. Ce modèle est disponible directement dans la librairie de PowerFactory. IEEEG1 est, par ailleurs, conforme aux références [65] et [66] qui définissent une régulation de vitesse, dont l'objectif est expliqué ci-après. Les quatre machines sont alors considérées comme des groupes thermiques classiques c'est-à-dire utilisant une turbine à vapeur. Plus de détails sur la régulation de vitesse sont donnés dans la section III.4.1.1.

Les paramètres proposés par PowerFactory sont également inchangés, en effet ils sont conformes pour une machine de taille équivalente au réseau « 4-machines ». Toutefois, les générateurs auront, par la suite, d'autres affectations de régulation de vitesse comme l'hydraulique avec la régulation HYGOV [67] ou le nucléaire (voir section III.4.1).

- Régulation de la tension :

La tension électrique n'est pas uniforme sur le réseau ; elle fluctue et peut créer des situations de surtension ou de sous tension, ce qui peut s'avérer néfaste pour les équipements et aller jusqu'à l'instabilité voire l'écroulement de la tension, et donc au blackout, notamment dans des situations de stress du réseau. Le régulateur de tension fait partie des équipements participant au réglage de la tension sur le réseau comme les bancs d'inductances et de capacités, les compensateurs d'énergie réactive, les autotransformateurs, les régulateurs en charge et à vide, etc. C'est donc une boucle de régulation implantée sur l'excitation de chaque alternateur qui maintient leur tension de sortie (au nœud terminal de connexion du stator) constante, indépendamment de leur charge et dans des limites imposées par les réserves de puissance réactive disponibles dans la machine. La régulation de tension sert alors à ajuster automatiquement la tension d'excitation du générateur synchrone afin de maintenir la valeur de la tension aux bornes du générateur proche de la valeur de consigne imposée par l'opérateur du réseau.

Figure III-11 montre la représentation générale d'un système d'excitation classique. Les paramètres sont désignés par :

- V_{ref} : la tension de référence,
- V_r : la sortie du régulateur,
- E_{fd} : la tension d'excitation
- V_t : la tension aux bornes du générateur (tension statorique)

La performance du système de contrôle d'excitation dépend des caractéristiques du système d'excitation, du générateur et du réseau auquel est connecté le générateur. D'après le Chapitre I, les phénomènes liés à la stabilité en tension sont hors du cadre de la thèse, car la dynamique de la source primaire influe sur le réglage de fréquence – puissance. Toutefois, la stabilité en tension doit être assurée pour le bon fonctionnement du réseau. C'est pourquoi une régulation de tension appelée AVR pour *Automatic Voltage Regulator* est appliquée sur chaque générateur du réseau. Dans la suite, **la régulation de tension IEEE nommée ESAC8B, qui est disponible dans la librairie de DIgSilent, est appliquée sur chacun des quatre générateurs.**

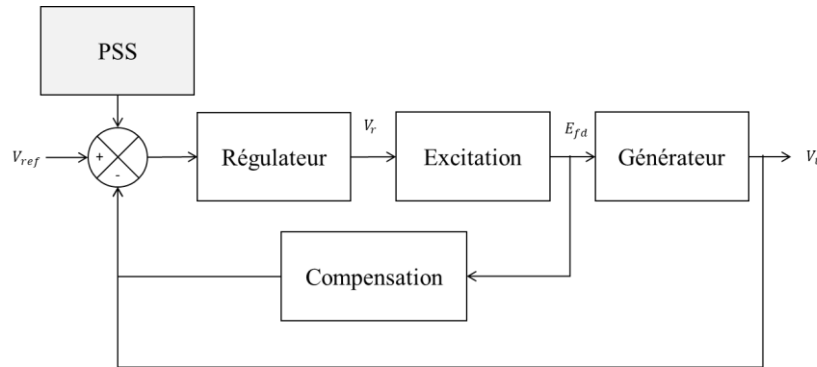


Figure III-11 : Représentation générique d'une régulation de tension et d'un PSS [60]

- Compensation des oscillations de puissance :

La mise en évidence du phénomène d'oscillations de puissance s'observe plus facilement lorsque le modèle de charge est imposé à impédance constante (cf. section III.3.3.1.2). C'est pourquoi, pour ce paragraphe uniquement la charge est de nouveau imposée à $Z = \text{constante}$.

Suite à une perturbation sur le réseau, des oscillations sur la puissance peuvent apparaître, d'autant plus que le réseau de base « 4-machines » est un réseau très oscillant. Il a effectivement été conçu par [15] afin d'étudier le phénomène d'oscillations basse fréquence inter-régions qui se propagent d'un alternateur vers un autre ou d'un groupe d'alternateurs vers un autre groupe à travers le réseau. Afin de limiter ces oscillations de puissance, qui se présentent sous la forme de différents modes de fréquence typiquement dans la plage $0,2$ à $0,8$ Hz pour les inter-régions, il est nécessaire d'ajouter *a minima* une régulation appelée PSS pour *Power System Stabilizer*. Cette boucle amortit le ou les modes d'oscillation pour lesquels elle est réglée et est installée sur l'excitation (cf. Figure III-11) de l'un des alternateurs qui participent à ce ou ces modes. Il n'est donc pas nécessaire, voire non recommandé, d'installer une régulation PSS sur chaque alternateur sous peine d'amplifier le phénomène. Les oscillations basse fréquence peuvent perturber le réseau si l'amplitude et la fréquence d'apparition sont importantes. Pour se prémunir de ce phénomène oscillatoire, une méthodologie simple, détaillée en Annexe A et extraite de la référence [68] utilisant le module « analyse modale / des valeurs propres » (*Small Signal Stabilities, Eigenvalue Analysis*) de PowerFactory, permet d'identifier le ou les générateurs qui apportent le plus d'instabilité, c'est à dire qui participent au mode d'oscillation le plus critique. Dans notre cas, c'est le générateur B1. Le PSS est donc appliqué sur GEN_B1. La méthodologie indique également les valeurs des paramètres de la régulation.

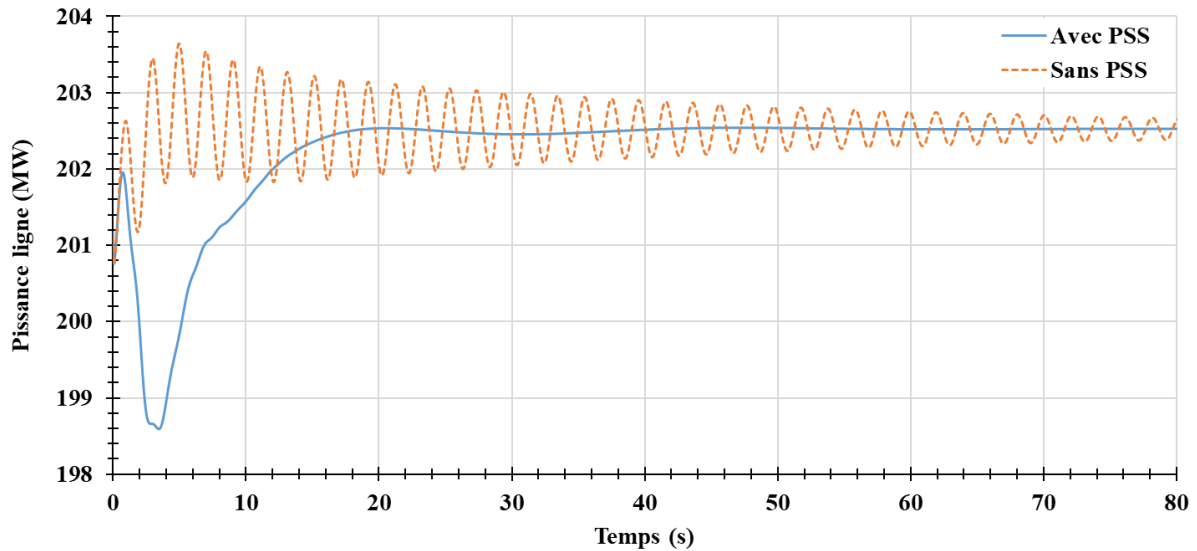


Figure III-12 : Evolution de la puissance de la ligne A4B4_1 reliant les zones A et B avec ou sans PSS

D'après la Figure III-12, les oscillations de puissance sur une des deux lignes reliant les zones A et B sont réduites avec l'ajout du PSS (courbe bleue). Les coefficients du régulateur sont modifiés afin de limiter d'autant plus les oscillations. Par ailleurs, les oscillations de puissance se traduisent par une augmentation du creux de fréquence en l'absence de PSS (cf. Figure III-13).

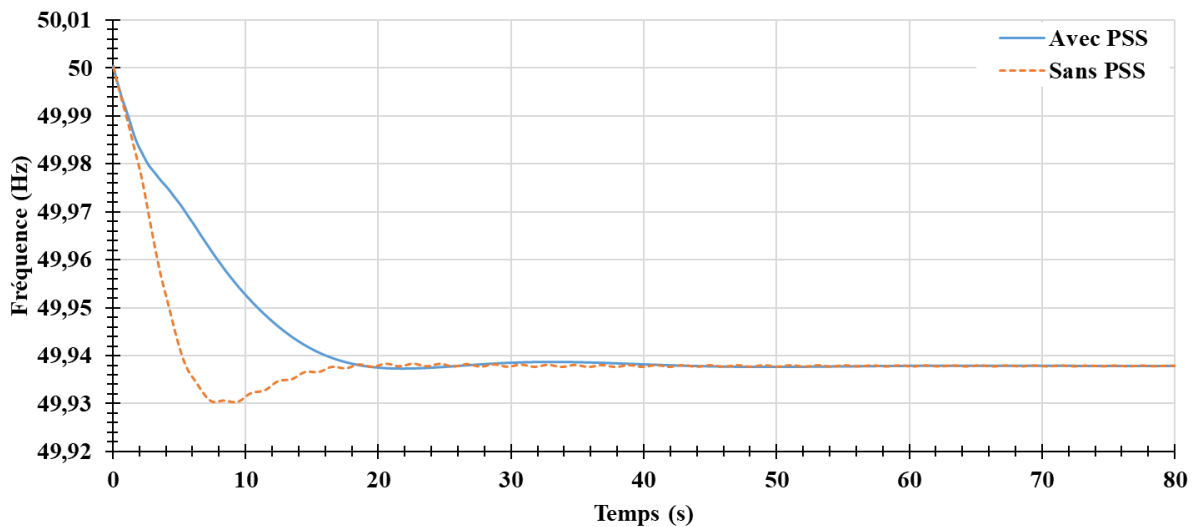


Figure III-13 : Evolution de la fréquence du réseau avec ou sans PSS

Le modèle de régulation PSS appelé STAB1 de la bibliothèque DIgSilent est appliqué dans la suite sur le générateur GEN_B1.

Pour résumer cette sous-section sur le réseau de base ; le réseau « 4-machines » de Kundur a été ajusté en fréquence, il sert de référence et de base de travail pour la suite des simulations dynamiques. La suite du chapitre consiste à définir d'une part un modèle propre au nucléaire, jusqu'alors inexistant dans PowerFactory, et propose, d'autre part, de prendre en compte les perturbations liées à la forte insertion d'énergies renouvelables variables.

III.3.4. Caractéristiques du réseau et *load flow*

A partir de ces modélisations, les caractéristiques du réseau (ligne, transformateur et paramètres des générateurs) définies par [15] sont données dans le Tableau III-4. Lorsque l'unité n'est pas précisée, l'unité sous-jacente est le *per unit*¹³.

Tableau III-4 : Paramètres du réseau « 4-machines » de base

Composant du réseau	Caractéristique du composant	Valeurs
Générateur	Paramètres du stator	$R_a = 0,0025 ; x_l = 0,2$
	Réactances synchrones	$x_d = 1,8 ; x_q = 1,7$
	Réactances transitoires	$x'd = 0,3 ; x'q = 0,55$
	Réactances subtransitoires	$x''d = 0,25 ; x''q = 0,25$
	Constante de temps transitoires	$T'd0 = 8,0s ; T'q0 = 0,4s$
	Constante de temps subtransitoires	$T''d0 = 0,03s ; T''q0 = 0,05s$
	Constante d'inertie de l'alternateur	GEN_A $H = 6,5 s$ GEN_B $H = 6,175 s$
Saturation*	$A_{sat}=0,015 ; B_{sat}=9,6$	
	Facteur de puissance	$\Psi = 0,9$
Transformateur 20kV/230kV	Impédance	$r = 0 ; x_l = 0,15$
	Puissance assignée	$S = 9$
	Rapport de transformation	$m=1,0$
Ligne 230kV	Puissance de base	$S_{base} = 100 MVA$
	Résistance	$r = 0,0001 pu/km ; x_l = 0,001 pu/km ; bc=0,00175 pu/km$
	Longueur (km)	A2A3 A3A4 B2B3 B3B4 A4B4_1 A4B4_2 25 10 25 10 220 220

* La saturation des générateurs du réseau n'est pas prise en compte dans l'étude avec PowerFactory.

A partir de ce réseau de base et des données associées [15], un premier *load flow*¹⁴ est obtenu avec le logiciel PowerFactory. Les valeurs de puissances active et réactive, tension et déphasage en chaque nœud de production et de consommation sont présentées dans le Tableau III-5. Les valeurs en *per unit* sont calculées sur une base de 100 MVA. Les valeurs en vert correspondent effectivement aux valeurs opérées dans [15], c'est-à-dire dont l'erreur est nulle donc non mentionnée sur le tableau. Les valeurs en noir montrent une légère erreur relative, détaillée en bleu, par rapport à la référence [15], ce qui traduit une légère différence de modèle. Cette erreur reste convenable, étant donné que nous intéressons uniquement à la puissance active (cf. Chapitre I).

¹³ Le *per unit* est une unité réduite (sans dimension), qui se rapporte à une échelle de référence ; le Volt ou le Volt-Ampère par exemple. Cette échelle de référence est normalement choisie, pour chaque unité physique intervenant dans le problème. Ainsi, on peut comparer via la même échelle les différentes tensions ou puissances apparentes du réseau.

¹⁴ Le *Load flow* est le calcul de répartition des flux de puissance sur un réseau. Lors d'un *load flow*, les grandeurs notables d'un réseau à savoir les transits de puissance, les courants, les pertes, les angles des grandeurs, les tensions aux nœuds de charge, les puissances réactives des machines, etc., sont calculées à partir de grandeurs connues comme les puissances actives et réactives des charges, les puissances actives et les tensions des générateurs, la topologie du réseau et les paramètres des équipements, etc. Il s'agit d'un calcul itératif car non-linéaire.

Le total de la consommation des charges A et B diffère de la production totale des quatre générateurs de 85 MW en raison des pertes dans le réseau (lignes électriques de centaines de kilomètres de long et présence de transformateurs).

Tableau III-5 : Load flow du « 4-machines » en per unit [15]

	Puissance active	Puissance réactive	Tension	Phase
GEN_A1	$P=7,00$	$Q=1,79$ 3%	$u=1,03$ p.u.	$\Psi=20,20^\circ$
GEN_A2	$P=7,00$	$Q=2,20$ 6%	$u=1,01$ p.u.	$\Psi=10,45^\circ$
GEN_B1	$P=7,19$	$Q=1,69$ 4%	$u=1,03$ p.u.	$\Psi=-6,75^\circ$
GEN_B2	$P=7,00$	$Q=1,86$ 8%	$u=1,01$ p.u.	$\Psi=-16,92^\circ$
Charge A	$P=9,67$	$Q_L=1,00$; $Q_c=-2,00$		
Charge B	$P=17,67$	$Q_L=1,00$; $Q_c=-3,50$		

Par ailleurs, le générateur GEN_A1 est pris comme machine de référence. Cette machine de référence, aussi appelée nœud bilan ou *slack bus*, compense l'écart entre la demande de puissance des charges et l'alimentation électrique des autres générateurs, en tenant compte des pertes sur le réseau, et il assure alors l'équilibre production-consommation. La puissance de GEN_A1 est donc adaptée à partir du *load flow*. Dans la réalité, plusieurs machines du réseau adaptent leur production pour éviter une éventuelle surproduction/sous-production sur le réseau (c'est le réglage primaire de fréquence).

Un *load flow* détermine les grandeurs telles que les puissances et la tension à un instant donné uniquement, en statique. Il devient nécessaire de s'intéresser à la régulation de vitesse et autres éléments jouant sur la dynamique, dans le but de simuler des transitoires entre deux états d'équilibre à partir d'un *load flow* afin d'observer le comportement en dynamique lente.

III.4. Adaptation du réseau 4-machines : modélisation du nucléaire et ajout d'une source d'EnR variable

III.4.1. Adaptation d'une régulation de vitesse nucléaire à partir d'un modèle de thermique

Comme indiqué précédemment, la régulation IEEE1 est appliquée sur chacun des quatre générateurs, elle modélise une turbine à vapeur. Ce type de régulation est appropriée pour modéliser des centrales thermiques classiques telles que le diesel, le charbon ou le gaz, ou bien les centrales nucléaires. Néanmoins, les conditions physiques et données de conception du cycle thermodynamique d'une centrale thermique traditionnelle différent de celles d'une centrale nucléaire, ce qui peut jouer sur les temps de réponse entre la production de chaleur initiale et le groupe turbo-alternateur. Or, il n'existe pas de modèle spécifique aux centrales nucléaires dans PowerFactory. En raison de contraintes internes fixées par les règles d'exploitation, les centrales nucléaires de type REP sont limitées à une rampe de variation de puissance de $5\%P_n/min$. La modulation du nucléaire est plus restreinte que celle des centrales thermiques classiques comme les centrales à gaz qui peuvent monter jusqu'à $20\%P_n/min$ (voir Tableau I-2). La modélisation d'un *gover* thermique est le modèle le plus proche d'un cycle thermodynamique de réacteur nucléaire. Néanmoins les paramètres standards utilisés pour les régulations des centrales gaz ne sont pas adaptés pour décrire une régulation d'un groupe nucléaire. Il convient donc de définir des paramètres permettant de rendre compte de la dynamique relativement lente des groupes nucléaires (voir Chapitre I). Dans cette sous-section, une approche en trois étapes est mise en place avec pour but d'adapter la régulation thermique. Tout d'abord, la régulation thermique actuellement utilisée est analysée. Dans un deuxième temps cette régulation est simplifiée, pour être en mesure, dans un troisième temps, de l'adapter à une régulation nucléaire.

III.4.1.1. Caractéristique d'un modèle classique de gover

Etudions un peu plus dans le détail un exemple représentatif de modèle de régulation thermique et les paramètres essentiels qui le constituent, à savoir le *gover* IEEE1 de la Figure III-14 retenu jusqu'à présent. Un *gover* se compose de deux parties distinctes détaillées ci-après ; la partie « *governor* » et la partie « turbine ». Dans cette figure uniquement, la transformée de Laplace est notée s .

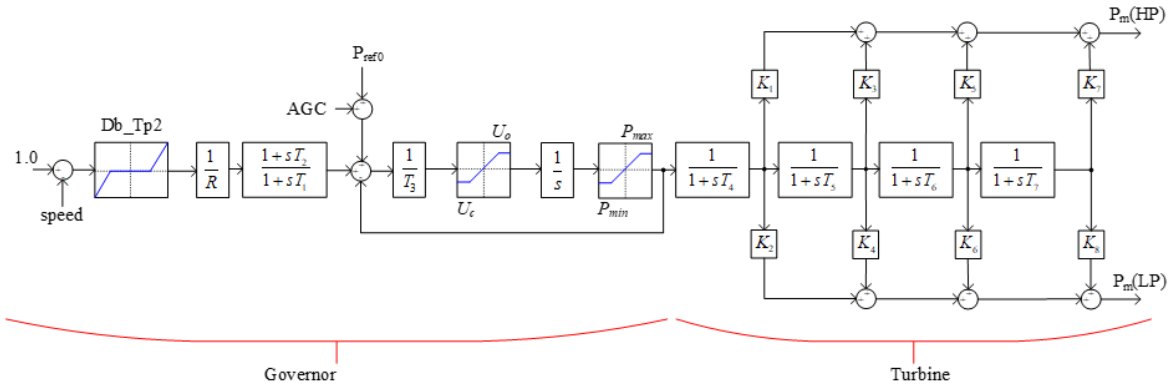


Figure III-14 : Modèle de régulation de vitesse d'une turbine à vapeur IEEE1 [64]

• Partie « Governor » :

Le modèle IEEE1 modélise la régulation primaire (partie gauche appelée « governor » de la Figure III-14). Le *gover* détecte les écarts de vitesse de la turbine (image de la fréquence et du comportement du réseau électrique) et ajuste en conséquence l'arrivée de vapeur (vanne d'admission turbine). Le temps de réponse est généralement de l'ordre de quelques secondes. L'action du régulateur ne ramène pas la fréquence à la fréquence nominale après une perturbation du fait du statisme, mais la stabilise seulement.

Concrètement, pour un groupe donné, la régulation de la vitesse consiste à agir sur les organes d'admission du fluide primaire à la turbine afin d'imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse de rotation et la puissance électrique. La participation de chaque générateur au réglage primaire de fréquence est quantifiée par la notion de statisme, qui fait appel à la réserve primaire de chacune des machines participant au réglage primaire dont les centrales nucléaires. Le statisme s (ou R sur la Figure III-14), paramètre ajustable au niveau de chaque générateur, est défini d'après l'équation suivante.

$$\frac{\Delta P}{P_n} = -\frac{1}{s} \frac{\Delta f}{f_n} \quad \text{(III-2)}$$

Avec :

- P_n puissance nominale du générateur
- ΔP variation de puissance active d'un générateur
- f_n fréquence nominale du réseau (50 Hz)
- ΔP variation quasi stationnaire de fréquence

Selon l'ENTSO-E [55], le statisme établit une relation linéaire entre « le décalage relatif de fréquence quasi-stationnaire sur le réseau et la variation relative de la puissance de sortie du générateur associée à l'action du contrôleur primaire ». Le statisme prend des valeurs comprises entre 3% et 6% dépendant du générateur. Pour une centrale nucléaire type REP, le statisme vaut de l'ordre de 4% [13]. En fonction du statisme, plusieurs unités de production peuvent participer de façon différente avec des capacités différentes (en fonction des réserves disponibles) au réglage primaire de fréquence. Suite à un changement de charge, le réglage primaire réagit et à la fin de son action, l'équilibre production-

consommation (y compris les pertes) est rétabli, mais à une fréquence différente de la fréquence nominale.

• **Partie « Turbine » :**

Le modèle IEEE1 modélise la turbine à vapeur (partie droite appelée « turbine » de la Figure III-14) composée d'un cycle à quatre étages où la dynamique des étages du cycle de conversion est prise en compte dans les constantes de temps $T4$ à $T7$. Au premier ordre, la constante d'inertie $T4$ pilote la dynamique du système [69].

III.4.1.2. Etudes de sensibilité sur le statisme et le temps d'inertie du gover

Une simplification du modèle est proposée suite à l'évaluation de l'influence des différents blocs de régulation dans le cas d'un transitoire type de variation de la charge à +2% [69]. La Figure III-15 présente cette simplification d'un modèle de *gover* [70] avec les deux paramètres principaux s et $T4$, qui représentent chacune une partie du modèle de régulation.

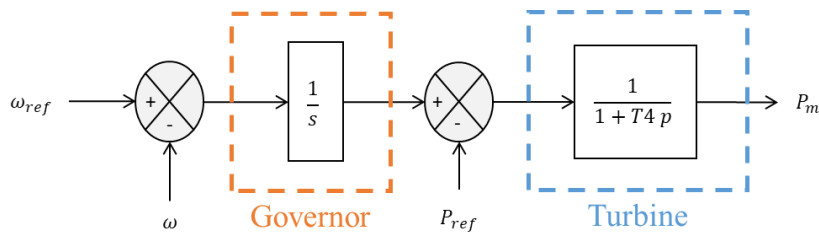


Figure III-15 : Régulation de vitesse très simplifiée d'un générateur

Une étude de l'influence de ces deux paramètres s et $T4$ est décrite ci-dessous. Les valeurs de statisme et de constante $T4$ dans le *gover* sont modifiées pour le générateur GEN_A2 seulement. Les autres *gover* conservent les paramètres par défaut proposés par PowerFactory. Un transitoire de +1% de variation de la charge totale est simulé.

D'après la Figure III-16, chaque simulation fonction du statisme aboutit sur un nouvel état d'équilibre. La valeur par défaut de PowerFactory est de $s = 20\%$ en vert pointillé, or cette valeur n'est pas réaliste vu les valeurs de statisme entre 3% et 6% pour des machines pilotables. C'est donc que le statisme influence directement sur la valeur de fréquence finale suite à une perturbation, conformément à la définition. Cette observation est confirmée par l'équation (III-2). De plus, plus le statisme d'une machine est faible, plus des oscillations sur la fréquence sont observées. Ce qui est cohérent, car la fréquence finale diminue avec l'augmentation du gain statique. En effet, plus le statisme est faible, plus l'écart de puissance associé est grand, donc, en cas de perturbation, l'effort de participation de cette machine est plus important. Néanmoins, la limite de stabilité de la machine est approchée (*cf.* diagramme vectoriel de Behn-Eschenburg [71]), ce qui peut provoquer des oscillations.

Autrement dit, la Figure III-17 montre que la réponse en puissance de GEN_A2, générateur pour lequel la constante d'inertie est modifiée, est ralentie par l'augmentation de $T4$. Cet effet se répercute directement sur le comportement de la fréquence dont le creux de fréquence est plus fort pour une inertie grande. Le Tableau III-6 montre que la rampe de puissance du générateur GEN_A2 est plus faible lorsque la valeur de $T4$ augmente pour le même transitoire de variation de charge totale de +1%. La rampe maximale atteignable par un générateur du réseau est calculée comme la valeur maximale de la dérivée de la puissance en sortie de la turbine. Ce calcul est moyenné sur une seconde afin d'éviter les effets non désirables dus aux phénomènes électromagnétiques sur l'alternateur.

En résumé, la constante de temps $T4$ a un impact sur la réponse transitoire de fréquence, et donc sur la vitesse de la rampe de puissance du générateur puisque la fréquence est directement liée à la puissance de la turbine, tandis que le statisme a un impact sur l'amplitude de la valeur finale de la fréquence.

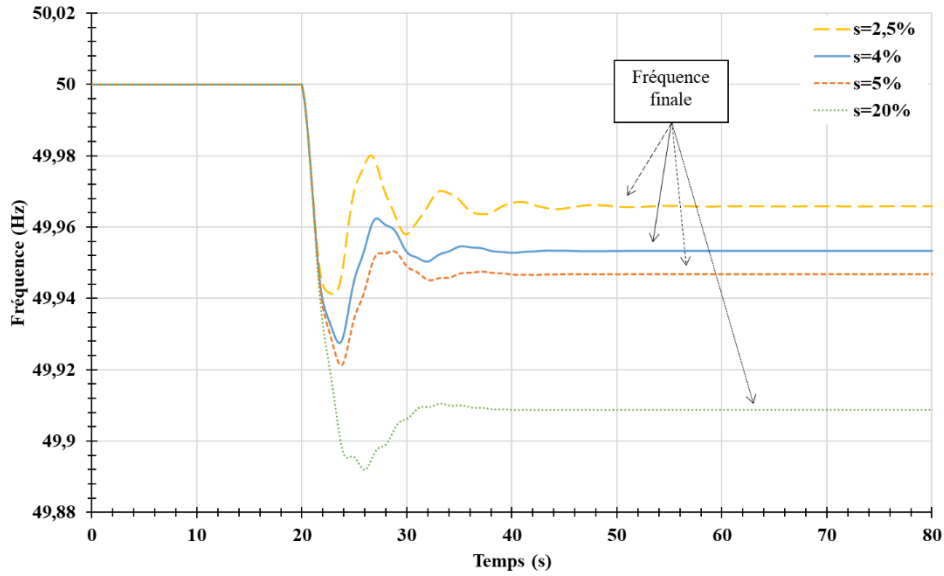


Figure III-16 : Evolution de la fréquence pour différentes valeurs de statisme s

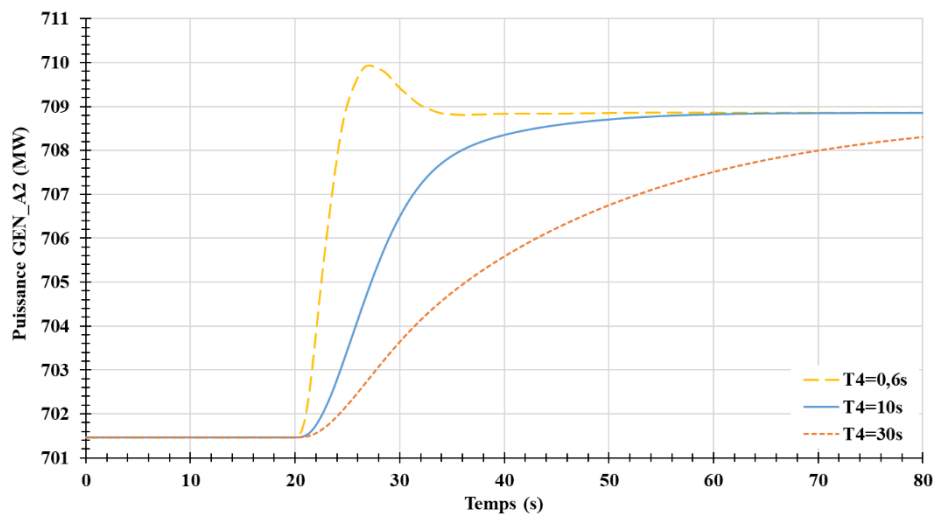
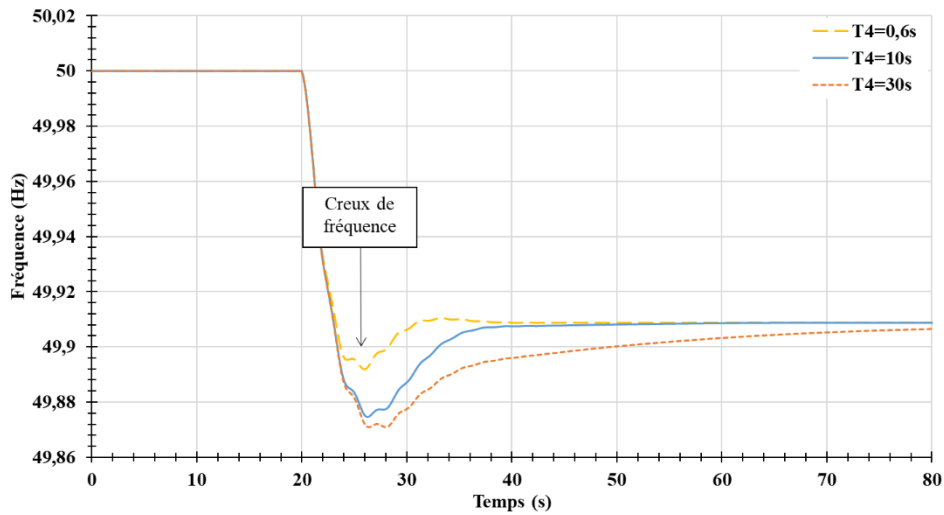


Figure III-17 : Evolution de la fréquence (haut) et de la puissance active du générateur GEN_A2 (bas) pour différentes constantes d'inertie $T4$

La modélisation d'une centrale nucléaire nécessite alors certaines adaptations des paramètres $T4$ et s depuis un modèle thermique tel que IEEEG1. Dans la suite, **le statisme des machines dites nucléaires sera pris égal à 4%** [13]. Par ailleurs, lors du transitoire précédent, sans changement des paramètres par défaut du *gover* notamment $T4$, la rampe maximale du générateur GEN_A2 dépasse la limite des $5\%Pn/min$ actuellement atteignable par les centrales nucléaires (la réponse du générateur est trop rapide). Le Tableau III-6 montre qu'**il est possible de régler le paramètre $T4$ du *gover* de telle sorte que le critère sur la rampe maximale atteignable par un réacteur nucléaire actuel soit respecté.** Pour le cas simulé, soit une hausse de charge de $+1\%$, la valeur de $T4$ est prise égale à $10 s$.

Tableau III-6 : Rampe de puissance du générateur GEN_A2 en fonction de la constante d'inertie $T4$

Constante de temps $T4$ (s)	0,6	10	30
Rampe de puissance de GEN_A2 ($\%Pn/min$)	16,5	5,1	2,2

Désormais, le réseau « 4-machines » est décrit sur le Tableau III-7, afin d'être plus représentatif d'un réseau français à forte dominante nucléaire. Chacune des machines modélise une machine équivalente à l'ensemble des générateurs d'une source particulière du réseau réel français, sauf pour le nucléaire qui est modélisé par deux machines afin de respecter grossièrement les proportions du mix énergétique français.

Tableau III-7 : Nouvelle répartition du « 4-machines »

	GEN_A1*	GEN_A2	GEN_B1	GEN_B2
<i>gover</i>	IEEEG1	IEEEG1_n**	HYGOV	IEEEG1_n**
Type	thermique	nucléaire	hydraulique	nucléaire

* Le générateur GEN_A1 est la machine de référence.

** IEEEG1_n signifie IEEEG1 avec les modifications nécessaires pour devenir conforme à une régulation de centrale nucléaire.

Toutefois, en l'état, le réseau n'est pas encore totalement représentatif d'un réseau actuel dont la part d'énergies renouvelables variables grossit. Aucune source renouvelable variable n'est modélisée, c'est l'objet de la section suivante.

III.4.2. Ajout de sources de production renouvelable variable

Les modèles de sources renouvelables variables comme l'éolien ou le solaire nécessitent une modélisation adaptée pour toutes les raisons explicitées ci-dessous.

- Les conversions d'énergie pour le solaire et éolien sont distinctes. Bien que, la conversion éolienne se rapproche des centrales traditionnelles car une machine tournante lie les pales au réseau, le plus souvent, la conversion est effectuée via une machine asynchrone. Les centrales photovoltaïques (PV) ne ressemblent en rien à une conversion « classique », et ont recours à de l'électronique de puissance. *Dans quelle mesure est-il possible de trouver une modélisation simple et commune ?*
- Le raccordement des sources EnR variables s'effectue en parc et souvent de manière décentralisée sur le réseau de distribution. De fait, la capacité installée des parcs EnR est souvent de plus faible puissance que les centrales classiques, un raccordement sur le réseau de distribution est alors privilégié, sauf pour les parcs éoliens off-shore qui sont de forte puissance. *Sous quelles conditions les parcs EnR variables sont-ils raccordés au réseau de transport afin de simplifier le problème et la modélisation ?*
- Les EnR variables ne sont pas facilement « dispatchables », en raison notamment de leur variabilité qui traduit la nature variable du vent et de l'ensoleillement. *Comment caractériser la variabilité EnR simplement ?*

- L'insertion croissante des EnR sur le parc électrique, leurs capacités installées et leurs facteurs de charge sont des éléments qui peuvent influencer sur la modélisation. *Est-il possible de trouver une modélisation équivalente selon la participation de la ressource EnR à un instant donné ?*

Conformément aux hypothèses définies au Chapitre II, un modèle de source EnR variable a été recherché afin de répondre aux problématiques listées ci-dessus, en utilisant le plus possible des modèles existants. Le cas de l'éolien est pris comme exemple afin de présenter la démarche de façon explicite, puis une généralisation est effectuée au fil de la modélisation.

III.4.2.1. Cas de la modélisation éolienne

Il existe plusieurs technologies d'éoliennes avec des aérogénératrices différentes. La configuration de type machine asynchrone à double alimentation (MASDA) est retenue dans un premier temps, les raisons de ce choix sont explicitées ci-après. Dans un second temps, on se propose de simplifier la modélisation de la source éolienne suite à une étude comparative entre une ferme de type MASDA et une autre composée uniquement d'un générateur statique.

III.4.2.1.1. Modélisation d'une source éolienne MASDA [72]

La configuration de type machine asynchrone à double alimentation (MASDA) est retenue car elle est robuste et généralisée sur le réseau réel. Il est également possible de raccorder des MASDA sur le réseau de transport lorsqu'elles sont de fortes capacités. Une MASDA consiste en une machine asynchrone à rotor bobiné (au lieu d'une cage dont les enroulements ne sont pas accessibles). Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé alors que les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant (la puissance traversant ces convertisseurs peut être alors absorbée ou produite par la machine selon le mode de fonctionnement), comme le montre la Figure III-18. En effet, le convertisseur ajouté au rotor est dimensionné pour la puissance du rotor qui est plus faible qu'au stator. Ainsi on peut régler notamment le glissement, donc le couple, donc la puissance, donc la vitesse de rotation de l'arbre. Le système de la MASDA permet de régler la vitesse de rotation du rotor en fonction de la vitesse du vent (vitesse variable), ainsi la MASDA permet un fonctionnement en génératrice légèrement différente de la vitesse de synchronisme (stator). Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur.

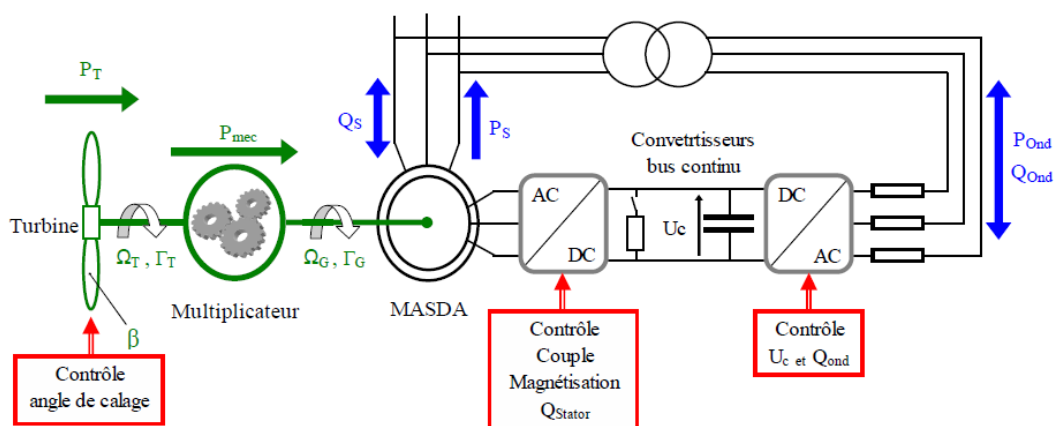


Figure III-18 : Schéma de principe d'une éolienne à machine asynchrone à double alimentation MASDA [73]

Une présentation détaillée d'autres types de configuration ainsi que du fonctionnement de la conversion électrique des éoliennes est disponible en Annexe B.

Le modèle d'éolien modélisé sous PowerFactory est un modèle dynamique qui se compose d'une machine asynchrone à double alimentation (MASDA), ou *double fed induction generator* (DFIG) en

anglais de 1 MW. Douze éoliennes sont regroupées en ferme pour une capacité installée maximale de 12 MW. Chaque éolienne est reliée à un même terminal via son propre transformateur. Ensuite, un transformateur commun à la ferme, élève la tension du bus terminal pour connecter la ferme au réseau entier « 4-machines », comme présenté sur la Figure III-19.

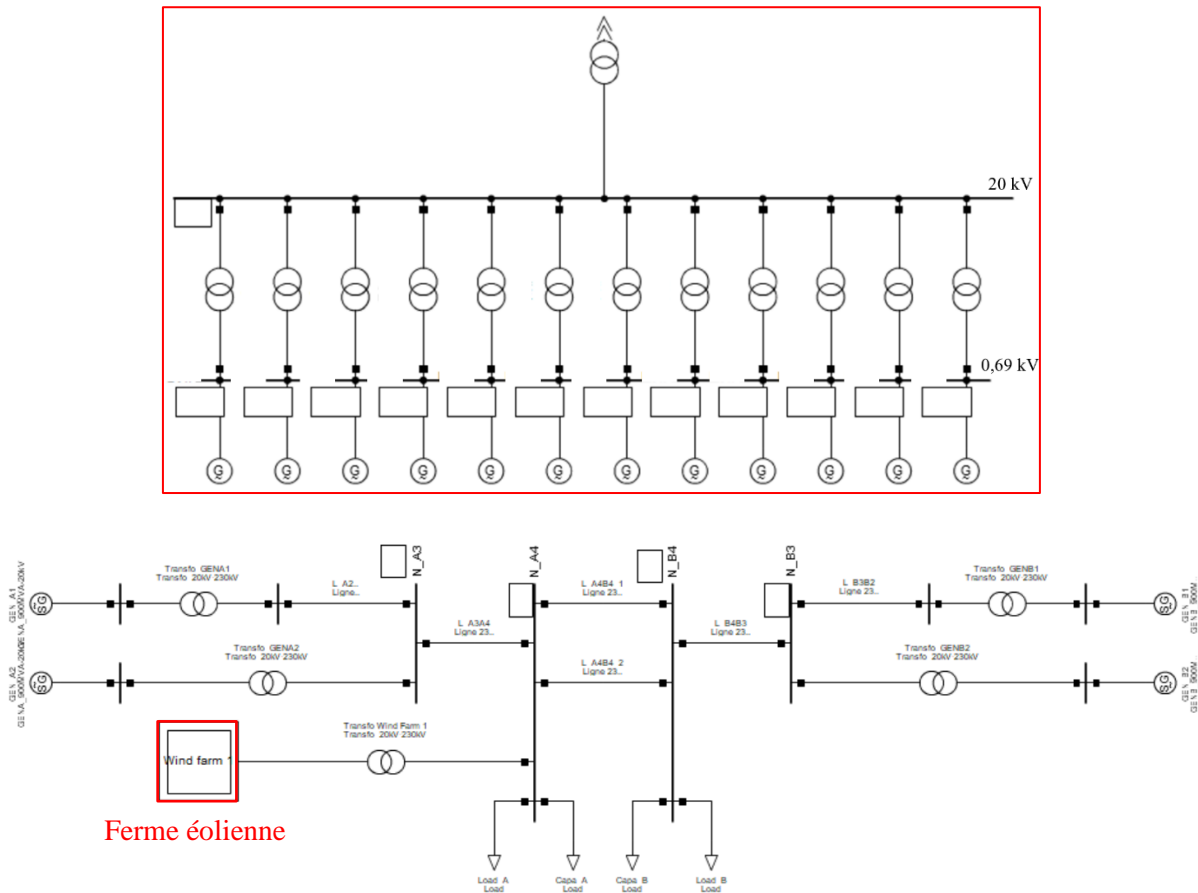


Figure III-19 : Représentation sous PowerFactory d’une ferme éolienne MASDA de 12 MW (haut) et du réseau « 4-machines » modifié (bas)

Ce type de modélisation a l’avantage d’être très précis et de prendre en compte diverses régulations et protections. Par ailleurs, ce modèle nécessite d’imposer la vitesse du vent en entrée. A noter qu’il existe une saturation de la production éolienne lorsque le vent dépasse son vent optimal de 11 m/s. On fait l’approximation que toutes les éoliennes d’une ferme observent le même vent. Etudions l’influence du vent sur le modèle éolien MASDA retenu. La Figure III-21 présente la réponse de la ferme éolienne suite à la courbe de vent représentée en Figure III-20, à savoir une baisse de vent jusqu’à 5m/s puis une remontée symétrique.

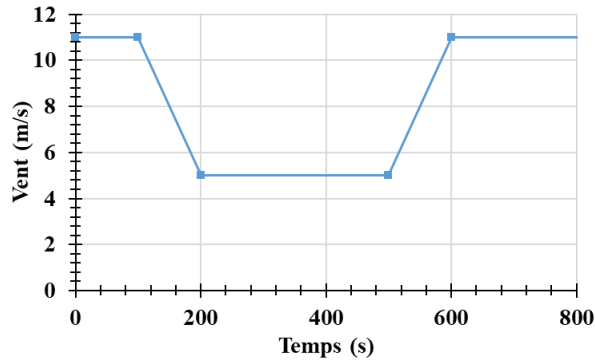


Figure III-20 : Courbe de vent imposée pour le modèle de ferme MASDA

Les oscillations en début de simulation sur la puissance sont dues à l'instabilité inhérente du réseau « 4-machines » ; le temps que le régime stationnaire s'établisse. On remarque ensuite que la puissance totale de la ferme éolienne suit une loi de vitesse au cube conformément au modèle présenté en Annexe B. La loi de conversion de la puissance explique également la puissance aussi faible après 200 secondes de simulation, en raison de la baisse de performance due au faible vent.

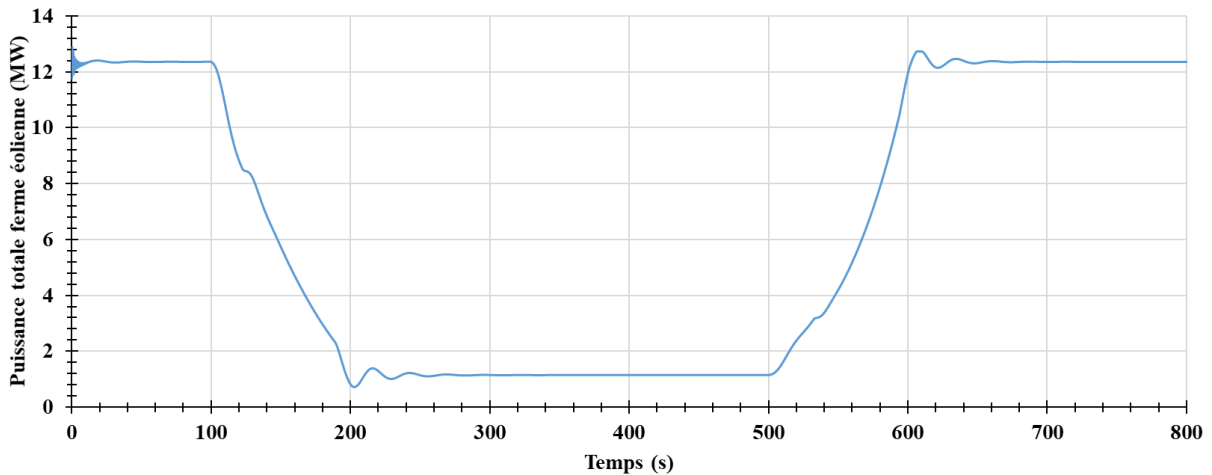


Figure III-21 : Puissance de la ferme éolienne MASDA suivant une courbe de vent

Néanmoins le temps de calcul d'une simulation dynamique avec le « 4-machines » pour une ferme de 12 MW est long (environ 1 heure). Ce n'est pas acceptable, sachant que par la suite, la capacité totale installée de source EnR variable doit être augmentée, dans le but de se conformer à l'hypothèse initiale de l'augmentation de la part des EnR variables sur le réseau [4]. La sous-section suivante présente une autre modélisation simplifiée de source variable, à savoir le générateur statique. Une comparaison entre les deux modèles « dynamique » et « simplifié » est ensuite effectuée.

III.4.2.1.2. Modélisation d'une source éolienne avec un générateur statique

Le générateur statique est un modèle facile à utiliser pour représenter tout type de générateur sans prise en compte d'éléments dynamiques, et qui sont généralement raccordés au réseau par un convertisseur statique. D'après la documentation PowerFactory [62], il est préconisé d'utiliser le générateur statique « GenStat » pour des générateurs non rotatifs (PV) et aussi dans certains cas d'éoliennes. Néanmoins, les éoliennes qui sont raccordées au réseau au moyen d'un convertisseur pleine puissance peuvent également être modélisées comme des génératrices statiques car le comportement de l'installation (tel qu'il est « vu » du réseau) est déterminé par le convertisseur [62]. D'après l'Annexe B, les machines éoliennes MASDA peuvent être raccordées via de l'électronique de puissance.

Un générateur statique est une source de tension ou de courant, c'est-à-dire que la machine débite continûment à tension ou courant constant (selon le choix effectué). Comme la puissance apparente S est le produit de la tension u et du courant conjugué i^* , la puissance est donc contrôlable et suit l'évolution de la consigne. Dans les modèles proposés sur PowerFactory [62], il est également possible d'utiliser la puissance comme grandeur d'entrée à condition de ne pas simuler de court-circuit (ce qui est le cas).

Le Générateur statique est quant à lui modélisé dans le repère diphasé tournant (d,q) de même que la machine synchrone (section III.3.3.2) via les transformées de Park. La modélisation retenue pour le générateur statique prend comme donnée d'entrée la puissance mécanique générée par la ferme éolienne équivalente.

La modélisation d'une ferme éolienne par un générateur statique permet alors de s'affranchir de la modélisation singulière de chaque éolienne regroupée ensuite en parc. D'autre part, le modèle générateur statique est plus limité sur le degré de détails et la prise en compte de régulations qui ne sont pas d'intérêt pour le cadre d'étude. Cela permet de gagner en temps de calcul ; 1 heure de simulation pour une ferme MASDA 12 MW contre quelques secondes pour le générateur statique.

Ainsi, un seul bloc de générateur statique est rajouté au réseau de référence pour modéliser la ferme éolienne équivalente. Ce bloc est connecté au nœud de la charge A via à un transformateur élévateur de tension, comme le montre la Figure III-22

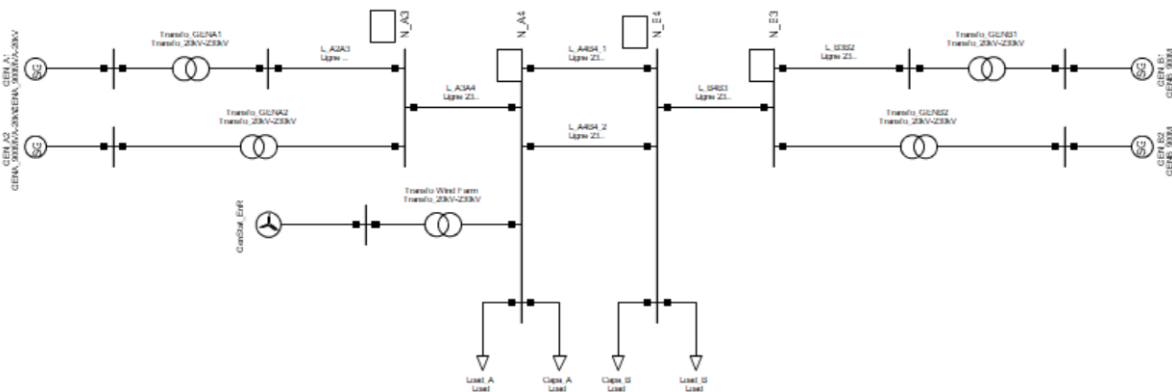


Figure III-22 : Représentation sous PowerFactory du réseau « 4-machines » modifié avec un GenStat

III.4.2.1.3. Comparaison du modèle MASDA et du modèle statique

Comparons les modélisations d'une ferme éolienne composée de 12 éoliennes de type MASDA par un modèle dynamique avec un seul bloc GenStat. La puissance électrique produite par l'ensemble des éoliennes MASDA est utilisée comme entrée du modèle avec GenStat (cf. Figure III-23). Le cas où la puissance générée par la ferme équivalente GenStat ne suit pas une loi fonction de la vitesse au cube est également pris en compte, afin de simplifier le modèle.

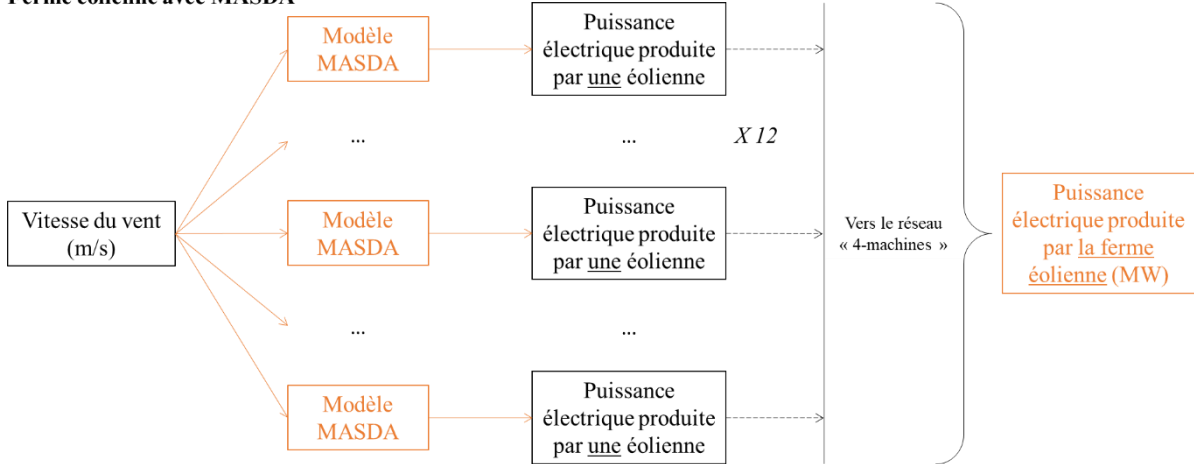
La Figure III-24 montre les évolutions de la puissance de la ferme éolienne pour les trois cas suivants :

Cas 1 : 12 modèles dynamiques d'éoliennes MASDA de 1 MW regroupés en une seule ferme équivalente suivant une courbe de vent → appelé « ferme MASDA » en jaune pointillé long ;

Cas 2 : 1 générateur statique de 12 MW prenant en entrée une interpolation toutes les 10s de la puissance électrique de sortie du modèle précédent. Celle-ci est considérée comme une puissance mécanique par le générateur statique avec un rendement unitaire. La modélisation de la puissance suit une loi en vitesse de vent au cube → appelé « GenStat – prop v^3 » en bleu trait plein ;

Cas 3 : 1 générateur statique de 12 MW prenant en entrée une puissance égale à la puissance en sortie du modèle 1) seulement au point de rupture (dans ce cas à 100s et 200s). Cela revient à faire une approximation linéaire de la puissance → appelé « GenStat – prop v » en orange pointillé serré.

Ferme éolienne avec MASDA



Ferme éolienne avec GenStat

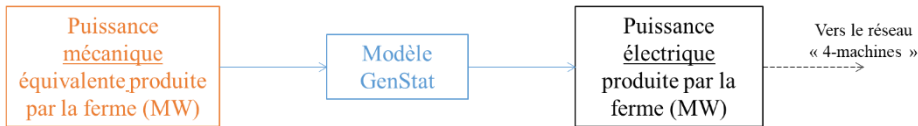


Figure III-23 : Modélisation du parc éolien avec 12 modèles d'éolienne type MASDA (haut) et avec un seul bloc GenStat (bas)

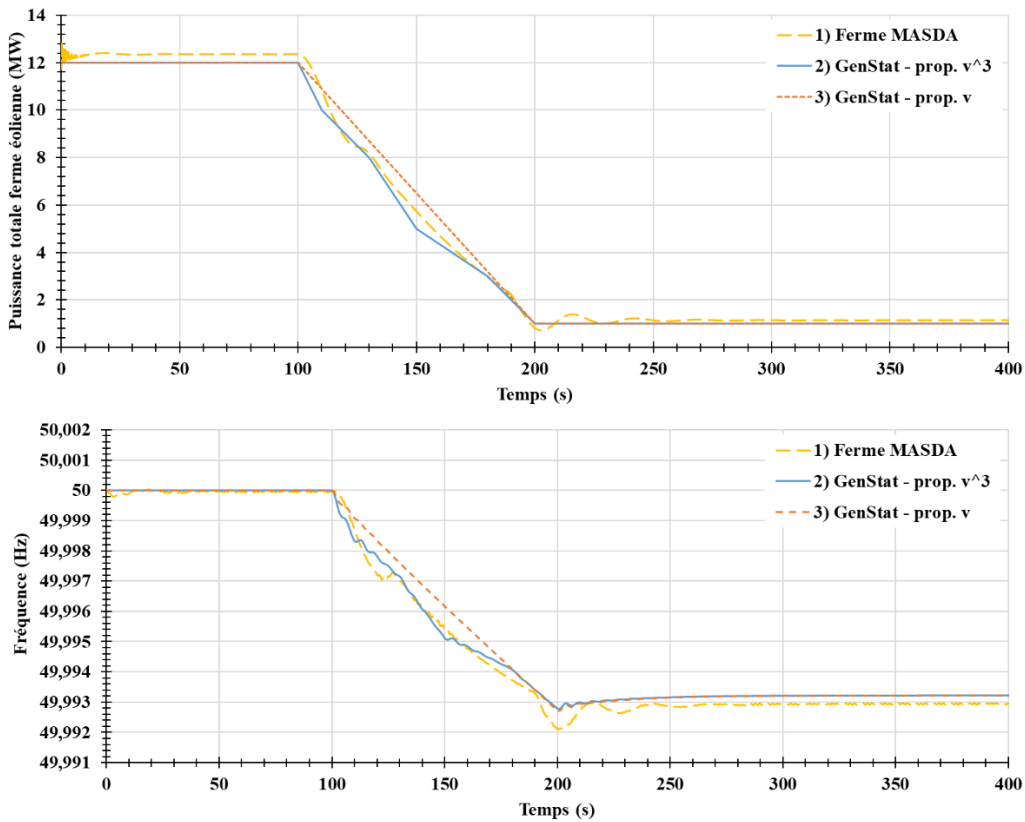


Figure III-24 : Réponse en puissance de la ferme éolienne et fréquence du réseau associée en fonction du type de modélisation de la ferme éolienne

Initialement, les puissances produites par le parc éolien du cas 1 et les autres diffèrent légèrement. Après 100 secondes, une baisse de vent survient pendant 100 secondes ; l'influence sur les évolutions de puissances sont sensiblement les mêmes, même si le cas 1 observe des oscillations au moment de la stabilisation. Concernant la fréquence, le cas 1 présente un creux de fréquence légèrement plus fort que les deux autres cas, mais de façon limitée (~10% de la chute de fréquence). Par ailleurs, l'évolution de la fréquence entre les cas 2 et 3 est légèrement différente pendant le transitoire mais le creux de fréquence ainsi que la valeur finale sont identiques. Cette modélisation linéaire est satisfaisante au vu du cadre des travaux. La légère perte de précision au profit du gain sur le temps de calcul dans les cas 2 et 3 permet de justifier pour la suite l'utilisation du générateur statique (1 heure de simulation contre quelques secondes). La simplicité du modèle 3 est privilégiée par rapport au modèle 2, car la puissance d'entrée du GenStat est « artificiellement » proportionnelle à la vitesse du vent.

III.4.2.2. Cas de la modélisation photovoltaïque

L'objectif de la technologie photovoltaïque est de récupérer un maximum de rayonnement lumineux pour le transformer en électricité au moyen d'une cellule photovoltaïque. A noter que la conversion est directe, c'est-à-dire qu'aucune machine tournante n'est nécessaire dans le processus de conversion de l'énergie solaire en électricité, contrairement à l'éolien ou autres centrales classiques.

Les différentes technologies de PV diffèrent sur l'énergie produite et le rendement essentiellement à cause des matériaux utilisés. Les panneaux photovoltaïques composés de cellules en silicium monocristallin à couche mince (2^{ème} génération) sont en voie de développement sur le parc électrique en raison du bon rendement même si cette technologie est encore très coûteuse. Les PV sans silicium en couche mince viennent concurrencer les PV au silicium car les matières nécessaires à la fabrication sont plus faciles à obtenir et leur efficacité de conversion énergétique est la plus élevée à ce jour en couche mince, même s'il faut plus de surface pour obtenir le même rendement. Pour l'instant le modèle de centrale solaire n'est pas fixé.

Bien qu'il existe des modélisations fines de centrales PV, PowerFactory préconise l'utilisation de générateur statique en simulation dynamique [62], c'est-à-dire que la réaction de l'électronique de puissance est supposée instantanée compte-tenu de la dynamique des phénomènes étudiés. Les centrales PV ainsi que les centrales éoliennes peuvent donc avoir recours au même modèle : le générateur statique.

III.4.2.3. Modélisation de la source EnR variable équivalente

La modélisation d'un parc équivalent EnR (éolien + solaire) utilise alors le modèle simplifié du générateur statique. Les effets locaux et rapides dus à la modélisation d'un générateur rotatif synchrone ou asynchrone avec interface de connexion électronique de puissance pour l'éolien n'interfèrent pas sur la simulation. Le réseau « 4-machines » mis à jour est représenté sur la Figure III-22. Le modèle de conversion électrique étant choisi, il reste à aborder la puissance initiale générée par le GenStat équivalent et quel(s) événement(s) « pénalisant(s) » caractérisent la variabilité de cette production EnR, afin de prendre en compte l'influence d'une perturbation EnR sur le réseau actuel et futur.

III.4.2.3.1. Capacité installée de la source EnR

Il est nécessaire de renseigner l'évolution temporelle de la puissance fournie par le générateur statique sur le réseau. Cependant, cette proportion dépend à la fois de la capacité totale installée sur le réseau (proportion d'EnR sur le réseau) et du chargement d'EnR au moment choisi.

- **Proportions d'EnR :**

Le tableau ci-dessous donne un exemple des proportions équivalentes « théoriques » d'EnR variables pour le réseau « 4 machines » représentant deux mix avec faible et forte pénétration d'EnR tel que le réseau français actuel [24] ou futur envisagé par la PPE [4].

Tableau III-8 : Capacités installées de la source EnR variable équivalente sur le réseau « 4-machines »

	Capacité EnR installée	Part associée	Année
Mix 1	700 MW	19%	2019 [24]
Mix 2	> 3000 MW	~50%	Estimation 2035 [4]

Selon le tableau ci-dessus, la proportion d’EnR ajoutée est importante par rapport à la capacité totale du réseau « 4-machines », en particulier pour le scénario 2. Une telle proportion d’EnR dans le réseau n’est pas possible, en raison de la fragilité du système « 4-machines » vis-à-vis de la stabilité. Autrement dit, il est difficile pour ce réseau de trop s’écarter du point de fonctionnement initial sous peine de le voir diverger. La suite du paragraphe explique comment traiter cette limite et la modélisation de la puissance EnR.

• **Puissance imposée sur le GenStat :**

Le réseau « 4-machines » original a été initialement conçu pour modéliser les oscillations interzones, c’est la raison pour laquelle dès que le *load flow* s’écarte du point de fonctionnement nominal, des instabilités sont rapidement observées. Ainsi, les simulations de l’étude s’effectuent à proximité du point de fonctionnement, et la variation de la puissance du GenStat par rapport à la valeur initiale est alors limitée.

En moyenne, les centrales EnR ne produisent que 30% de leur capacité installée. La production maximale d’énergie éolienne en France a été atteinte en utilisant 80,3% de la capacité de production d’énergie éolienne totale. Il en va de même pour l’énergie solaire, avec un facteur de charge maximum de 75% [24].

Cependant, on vérifie que les puissances initiales des EnR n’influencent pas sur la réponse en fréquence après une même amplitude de chute de la puissance des EnR, comme le montre la Figure III-25, qui présente une chute de 160 MW de la source EnR. Selon cette même figure, la capacité installée de la source EnR ne peut pas dépasser 670 MW, sinon le réseau devient instable dès les premiers instants de la simulation. Cela s’explique par le fait que le système comporte un petit nombre de machines et que la capacité totale de la machine de référence GEN_A1 (810 MW) ne peut être dépassée pour compenser une éventuelle perturbation.

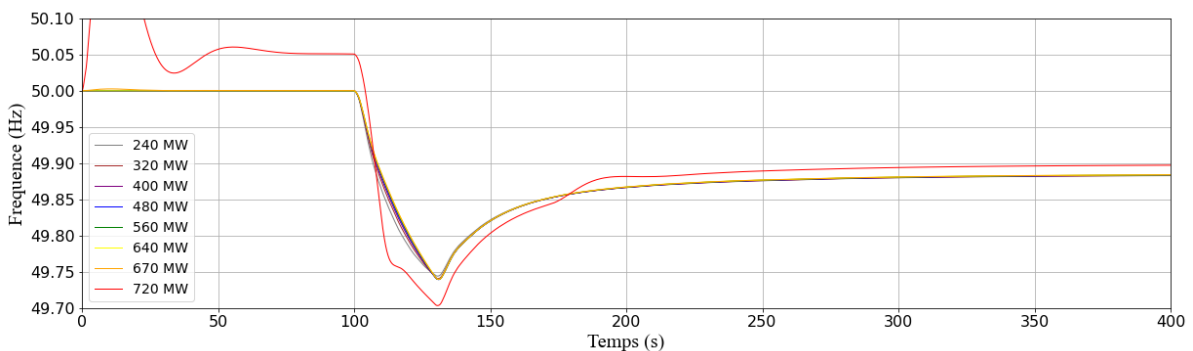


Figure III-25 : Réponse en fréquence du « 4-machines » pour une perturbation EnR de 160MW en 10s en fonction de la puissance initiale du GenStat

La réponse en fréquence dépend exclusivement de l’écart de puissance total de la perturbation (160 MW dans l’exemple ci-dessus) et du statisme équivalent des unités participant au réglage primaire. La puissance initiale des unités EnR n’a aucune influence sur l’écart de fréquence final selon l’équation ci-dessous [55].

$$\Delta f = \frac{f_0 \Delta P}{\sum_{i=1}^m \frac{P_{ni}}{s_i}} \quad (\text{III-3})$$

Avec :

- ΔP : variation totale de puissance
- P_{ni} : puissance nominale de la machine i
- s_i : statisme de la machine i
- f_0 : fréquence nominale de 50 Hz
- m : nombre de machines

Par conséquent, on considère la puissance de la source EnR inférieure à 650 MW dans la suite. Dans ces conditions précises, cela signifie que l'on peut considérer que la capacité n'a aucune influence sur la stabilité en fréquence.

III.4.2.3.2. Événement pénalisant de la source EnR variable

L'énergie fournie par la production d'EnR est, entre autres, déduite des conditions climatiques (vent, ensoleillement), ce qui nécessite une caractérisation fine de la variabilité de ces sources. Même si des efforts sont faits en matière de prévision, les énergies variables (éolienne et solaire) ne sont pas « dispatchables » aujourd'hui. L'idée de cette section est d'identifier un événement représentatif dû au caractère variable et imprévisible des EnR. L'objectif de la thèse étant de modéliser un réacteur flexible lors de perturbations du réseau liées aux EnR, il est préférable de trouver l'événement le plus pénalisant pour une courte durée et destiné à être compensé par le contrôle primaire (par exemple une chute soudaine de puissance). Afin de caractériser cet événement, les paramètres les plus pertinents restent la variation de puissance ΔP dans un laps de temps Δt , ce qui implique de connaître la rampe de variation $\%P/\text{temps}$.

Cependant, les données de production régionales ou nationales des EnR à l'échelle de la minute ne sont pas publiquement disponibles. Les données accessibles pour l'échelle de temps correspondant au besoin sont généralement celles d'une seule éolienne ou d'un seul panneau solaire. Au mieux, les données à l'échelle d'une ferme solaire ou d'un parc éolien sont disponibles.

Après une analyse bibliographique [22] et [74], les valeurs d'événements pénalisants retenues pour la pénétration de la variabilité EnR à l'échelle nationale française le sont à titre d'exemple. En effet, cette étude ne se veut pas exhaustive mais donne l'ordre de grandeur d'un événement réaliste enregistré. Les premières valeurs ci-dessous sont suffisantes pour mettre en place la démarche de la thèse.

- Solaire : $\pm 60\%Pn/\text{min}$ pendant 1 seconde (ou $1\%Pn$ en 1 s)
- Vent : $\pm 1\%Pn/\text{min}$ pendant 1 minute (ou $1\%Pn$ en 1 min)

D'après les valeurs retenues, la variation du vent est négligeable par rapport à la variation solaire en premier lieu. En effet, la rampe semble plus restrictive pour la source PV que pour l'énergie éolienne. Notons qu'une rampe de $1\%Pn/\text{min}$ est *a priori* déjà gérable par le nucléaire actuel (cf. Chapitre I). Dans la suite (voir Chapitre IV), une perturbation équivalente de la production EnR variable de $10\%Pn$ en 10 secondes est conservée.

Enfin, il est supposé dans cette étude que l'augmentation de la pénétration des sources EnR dans le réseau est similaire l'amplitude de la variation de puissance des EnR car la capacité installée des EnR n'a aucune influence sur le réseau électrique, seule l'amplitude de chute compte.

III.5. Bilan sur le réseau « 4-machines » adapté

Cette section présente le réseau dans son ensemble après qu'il ait subi les modifications des sections précédentes à savoir l'ajout d'une source de production d'EnR variable et l'adaptation d'une régulation nucléaire en plus des adaptations mineures pour rendre le réseau conforme au cadre de l'étude comme le changement de fréquence et l'ajout de régulations nécessaires au fonctionnement du réseau. Dans un deuxième temps, un transitoire type de fréquence est présenté pour permettre au lecteur d'appréhender les grandeurs d'intérêt et les capacités de ce réseau en matière de stabilité.

III.5.1. Load flow et capacités installées

Le Tableau III-9 décrit le nouveau point de fonctionnement initial du réseau suite à l'intégration des groupes nucléaires et EnR avec des proportions représentatives de plusieurs mix énergétiques envisagés pour le futur en France. Des indications sur la capacité installée des machines sont également précisées.

Tableau III-9 : Puissance installée et load flow du réseau « 4-machines » adapté

	GEN_A1*	GEN_A2	GEN_B1	GEN_B2	Gen_Stat	Load A	Load B
Type de source	Thermique	Nucléaire	Hydraulique	Nucléaire	EnR variable	-	-
Capacité installée	810 MW (21,7%)	810 MW (21,7%)	810 MW (21,7%)	810 MW (21,7%)	500 MW** (13,4%)	-	-
Load flow	174 MW	700 MW	720 MW	700 MW	500 MW	967 MW	1767 MW

* La machine thermique GEN_A1 est la machine de référence.

** De plus amples explications sur la valeur de puissance EnR sont données en section III.4.2.3.2. En tout état de cause, il suffit que la puissance soit inférieure à la puissance maximale autorisée de la machine de référence pour garantir la stabilité du réseau.

Le total de la consommation de la charge diffère de la production totale de 59 MW en raison des pertes sur le réseau (lignes électriques de plusieurs centaines de kilomètres de long et présence de transformateurs).

III.5.2. Transitoire type : influence d'une perturbation sur le réseau « 4-machines »

On se propose de tester le réseau, afin de visualiser son comportement général en cas de perturbation impactant l'équilibre offre – demande, *ie.* un transitoire de fréquence, dans le but d'essayer de comprendre les principales grandeurs impactées. Pour cela, cette section présente deux exemples de transitoires avec PowerFactory, à savoir l'évolution du système suite à une variation de puissance de 54 MW ; soit à cause de la perte d'une partie de la production de la source EnR, soit à cause de l'augmentation de la charge totale de +2%.

D'après la Figure III-26, le système revient à un état stable dans les deux configurations, c'est-à-dire que le système atteint un nouvel état d'équilibre proche de la fréquence nominale de 50 Hz à la fin du transitoire. Un écart final de -0,04 Hz est observé par rapport à la fréquence nominale, ce qui reste admissible d'après le Chapitre I, où il faut revenir dans la plage de $\pm 0,2$ Hz en stationnaire. La stabilité est retrouvée dans un temps relativement court grâce au réglage primaire de la fréquence. Par ailleurs, on observe une chute maximale de la fréquence -0,15 Hz, ce qui reste tout à fait convenable vis-à-vis de la valeur indiquée au Chapitre I au niveau de la stabilité en transitoire, à savoir un écart maximal autorisé de $\pm 0,8$ Hz par rapport à la fréquence nominale.

En outre, le comportement du système est similaire dans les deux cas ; cela signifie que la chute de fréquence est quasiment identique avec une baisse de production ou une augmentation de la charge de même amplitude. Une perturbation influe alors directement sur le creux de fréquence, c'est cette grandeur qui servira d'indicateur vis-à-vis de la stabilité. Pour rappel, le réglage secondaire n'est pas activé et n'est pas pris en compte dans l'ensemble de l'étude ; ce qui explique que la fréquence finale se stabilise uniquement par les régulations primaires sans être ramenée à 50 Hz.

Dans les deux cas, la puissance hydraulique en bleu s'adapte très rapidement à la perturbation du réseau électrique, car il y a une forte pointe de puissance. Le groupe thermique en gris est également très sollicité contrairement aux centrales nucléaires, dont la rampe ne dépasse pas la rampe de 5%Pn/min autorisée.

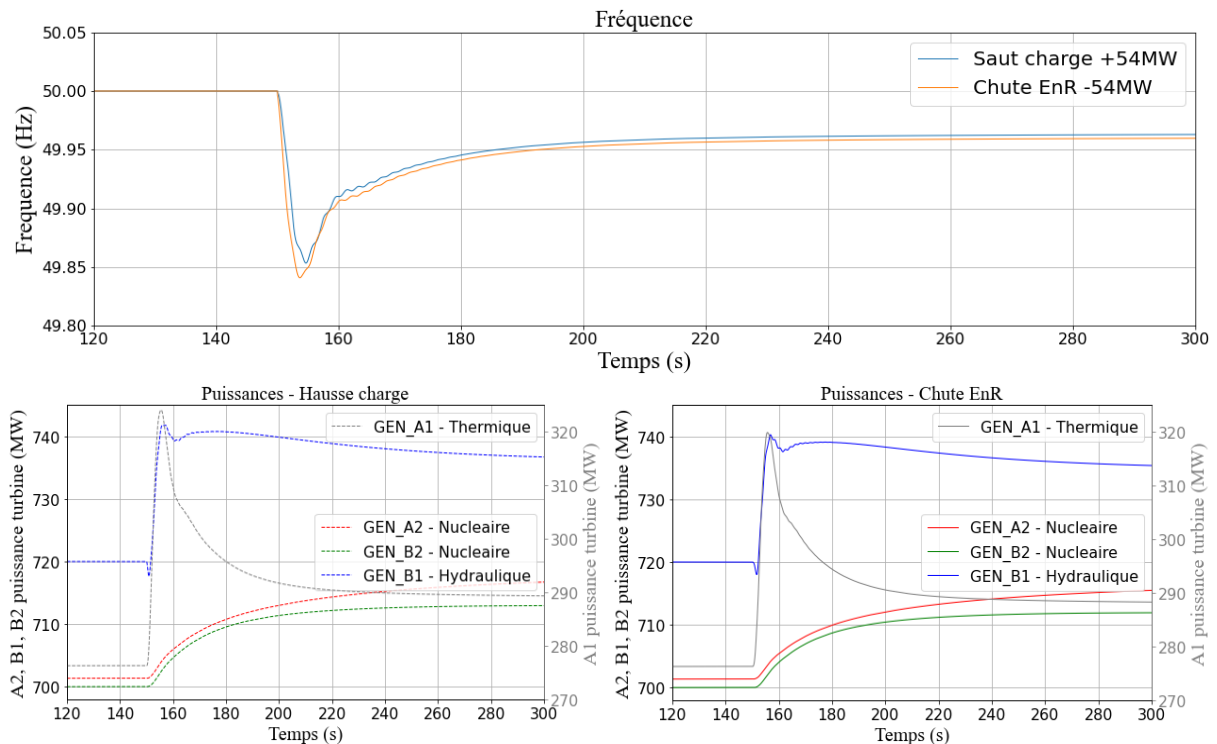


Figure III-26 : Réponses en fréquence (haut) et puissances des machines (bas) pour deux types de perturbations de 54 MW (hausse de charge et chute d'EnR)

III.6. Conclusion du chapitre

Ce chapitre sur la modélisation des réseaux électriques a permis de mettre en évidence le réseau de référence utilisé pour mettre en place la démarche de la thèse. Pour ce faire, l'utilisation de la simulation dynamique et du logiciel PowerFactory pour modéliser des phénomènes à dynamique lente est nécessaire afin d'observer le comportement du réseau en cas d'instabilité de fréquence. Le réseau-test « 2-zones – 4-machines » bien connu dans le domaine des réseaux électriques, est adapté dans le but de modéliser un mix composé de machines d'énergies primaires différentes.

Le réseau modifié se compose alors de deux machines dites nucléaires, une machine thermique et une machine hydraulique en plus d'une machine EnR variable modélisée à l'aide d'un générateur statique. Le modèle de régulation de vitesse nucléaire simplifié a été adapté d'un modèle standard de machine thermique (modèle IEEE1), sachant qu'une machine nucléaire ne peut pas dépasser 5%Pn/min. Le statisme et la constante d'inertie sont les principaux paramètres de la régulation du groupe turboalternateur influant sur la dynamique de réponse de la machine. Le statisme impacte directement la fréquence finale tandis que la constante d'inertie du système thermodynamique impacte la stabilité

transitoire (creux de fréquence) et le temps de réponse de la machine. Ce paramètre permet de respecter les contraintes de variation de puissance du nucléaire actuel. La fréquence finale, le creux de fréquence ainsi que le temps de réponse servent d'indicateurs de la stabilité du système.

A la suite de ces adaptations, le point de fonctionnement initial ainsi que la répartition des sources de production sur le réseau « 4-machines » ont été modifiés. Ce réseau « 4-machines » avec son nouveau *load flow* servent de base et d'initialisation aux études effectuées dans le Chapitre IV suivant, dont l'objectif est de déterminer le besoin en flexibilité du réseau auquel la ou les machines nucléaires pourraient répondre.

A RETENIR – CHAPITRE III :

- ✓ Utilisation de la simulation dynamique pour modéliser des phénomènes à dynamique lente en RMS (valeurs efficaces glissantes) à savoir des perturbations liées à l'étude de la stabilité en fréquence. Cela oriente le choix de l'outil à savoir le logiciel PowerFactory développé par DlgSilent.
- ✓ Adaptation d'un réseau-test référence (*benchmark*) bien connu dans le domaine des réseaux électriques, à savoir le « 2-zones – 4-machines » de Kundur [15], afin de modéliser un mix fait de machines d'énergies primaires différentes.
- ✓ Proposition d'un modèle simplifié de régulation de vitesse d'une machine nucléaire adaptée d'un modèle standard de machine thermique (modèle IEEEG1), sachant que la rampe d'une centrale nucléaire ne peut pas dépasser $5\%P_n/min$.
- ✓ En cas de perturbation, l'influence des principaux paramètres de conception de la régulation du groupe turboalternateur sur le réseau électrique a mis en avant que :
 - Le statisme impacte la fréquence finale ;
 - La constante d'inertie du système thermodynamique impacte la stabilité transitoire (creux de fréquence) et le temps de réponse de la machine. Ce paramètre permet de respecter les contraintes de variation de puissance du nucléaire actuel.
- ✓ Démonstration de la possibilité et de l'intérêt de modéliser une source EnR variable par un générateur statique. Un événement type d'une variation de production EnR est retenu pour la suite, pouvant correspondre à un événement soudain dû à une perte de production solaire. La puissance initiale n'impacte pas le comportement du système.
- ✓ Suite aux adaptations précitées, le point de fonctionnement initial ainsi que la répartition des sources de production sur le réseau « 4-machines » ont été modifiés. Le Tableau III-9, à la fin du chapitre, récapitule les valeurs qui seront utilisées dans la suite du manuscrit.

Chapitre IV - DETERMINATION D'UN CRITERE DE FLEXIBILITE A PARTIR DU RESEAU ELECTRIQUE

*« Si vous réussissez, c'est parce qu'à un moment,
quelque part, quelqu'un vous a donné un exemple ou une idée
qui vous a guidé dans la bonne direction. »*

Melinda French Gates

Ce chapitre vise à introduire un critère de découplage à l'interface entre la partie simulation des réseaux électriques et la partie conception nucléaire afin de relier ces deux domaines. Pour ce faire, un réseau de référence décrit dans le chapitre précédent est retenu. Il dépend de la répartition des sources d'unité de production qui évoluent en fonction des stratégies de décarbonation du secteur électrique.

IV.1. Introduction

A l'aide du réseau « 4-machines » défini précédemment, ce chapitre introduit une démarche en vue de la définition d'un critère de flexibilité. Ce critère de flexibilité a pour but de découpler la partie réseau électrique de la partie conception nucléaire. Le « 4-machines », décrit et adapté dans le chapitre précédent, est représentatif d'un réseau actuel avec une forte dominance nucléaire, mais la répartition des sources de production a vocation à évoluer pour favoriser l'émergence des EnR et supprimer les énergies fossiles, à savoir les unités thermiques flexibles. Parallèlement, le réseau doit rester stable en fréquence. Pour rappel, deux critères sur la stabilité sont utilisés ; l'écart de fréquence suite à une perturbation doit rester dans la plage acceptable de $\pm 0,8$ Hz en transitoire et $\pm 0,2$ Hz en régime permanent. C'est pourquoi ce chapitre présente dans un premier temps comment le réseau « 4-machines » répond actuellement face à l'augmentation d'une perturbation EnR et quelles sont les conséquences de cette augmentation sur la stabilité en fréquence. Pour rappel, la perturbation a été introduite au Chapitre III. Trois scénarios sont ainsi étudiés qui dépendent de la répartition des unités de production. La stabilité est vérifiée ou non en fonction de l'événement perturbateur qui est une chute de production de la centrale modélisant les EnR variables. Dans un second temps, une amélioration est apportée aux machines nucléaires afin d'évaluer la pertinence du nucléaire et de son rôle potentiel comme levier de flexibilité afin d'en déduire le critère de flexibilité.

IV.2. Réseau sous contraintes et stabilité

Dans cette section, le système électrique décrit dans le Chapitre III est mis sous contraintes par la conjonction d'une insertion progressive de la part d'énergies renouvelables variables en plus de la réduction des ressources thermiques pilotables afin de correspondre aux scénarios énergétiques escomptés (cf. Chapitre I). Avant d'étudier l'influence sur la stabilité de ces deux effets séparément puis combinés, une description des scénarios retenus est précisée. A l'issue de l'étude, un récapitulatif des configurations testées vis-à-vis de la stabilité est indiqué.

IV.2.1. Configurations étudiées

Dans cette section, on se propose d'étudier l'influence d'une perturbation EnR sur le réseau « 4-machines » selon la répartition des sources pilotables (hydraulique, thermique et nucléaire). Trois configurations sont retenues et décrites dans le Tableau IV-1. La configuration #1 est ajoutée à titre indicatif uniquement en comparaison d'un réseau à forte manœuvrabilité, mais carboné. La configuration #2 correspond au cas de référence présenté à la fin du Chapitre III, autrement dit un équivalent du réseau actuel avec la moitié de la capacité installée d'origine nucléaire. Enfin, la configuration #3 présente un scénario fictif sans aucune source carbonée du type thermique classique, mais avec seulement l'hydraulique comme source pilotable flexible.

Tableau IV-1 : Répartition des ressources du réseau « 4-machines » selon le scénario étudié

Cas	Scénario	Thermique	Nucléaire	Hydraulique	EnR
#1	3 machines thermiques et 1 machine hydraulique	GEN_A1, A2, B2 (65%)	-		
#2	2 machines nucléaires, 1 machine thermique et 1 machine hydraulique	GEN_A1 (21,5%)	GEN_A2, B2 (43,5%)	GEN_B1 (21,5%)	GenStat (13,5%)
#3	3 machines nucléaires, 1 machine hydraulique	-	GEN_A1, A2, B2 (65%)		

Parallèlement, un événement EnR équivalent (solaire et éolien), répondant à la démarche proposée dans le Chapitre III, est considéré ; il s'agit d'une chute de la puissance produite par les EnR. Cette diminution dure 10 secondes dans la mesure où c'est bien le réglage primaire de fréquence qui est étudié dans le cadre de cette thèse, et plusieurs amplitudes ΔP sont testées. La perte d'EnR variables après la perturbation varie progressivement de 1% à 18% de la puissance appelée, soit de 27 MW à 500 MW. L'Annexe C montre que le raisonnement reste cohérent et applicable pour une perturbation à la hausse et étudie aussi l'influence du temps de la perturbation EnR. La puissance installée n'ayant aucune influence sur la réponse en fréquence (cf. Chapitre III), la puissance initiale en EnR reste fixée à 500 MW dans tout le chapitre, soit 13,5% de la puissance totale installée.

La suite de cette section présente les trois configurations successivement lors de l'augmentation de la perturbation EnR et observe l'influence sur la stabilité en fréquence du réseau, notamment sur le creux de fréquence qui, pour rappel, est supposé rester en deçà de 800 mHz. Dans un premier temps, une étude au cas par cas est présentée, puis la section IV.2.4 généralise les conclusions à l'aide d'une étude paramétrique.

IV.2.2. Cas #1 et #2 : réseaux carbonés avec ressources flexibles

Dans ces scénarios #1 et #2, le réseau dispose de trois types de ressources pilotables plus ou moins rapides à savoir le thermique classique, l'hydraulique et le nucléaire. Les capacités du nucléaire sont limitées à une rampe maximale¹⁵ de 5%Pn/min. Etant donné que la capacité dynamique du nucléaire est la plus lente par rapport aux autres sources de production pilotables, cette valeur de rampe est considérée limitante par rapport aux autres types de sources.

La Figure IV-1 présente les résultats de l'étude pour les deux configurations #1 et #2, avec le creux de fréquence observé lors d'une perturbation EnR, décrit par l'amplitude de chute ΔP .

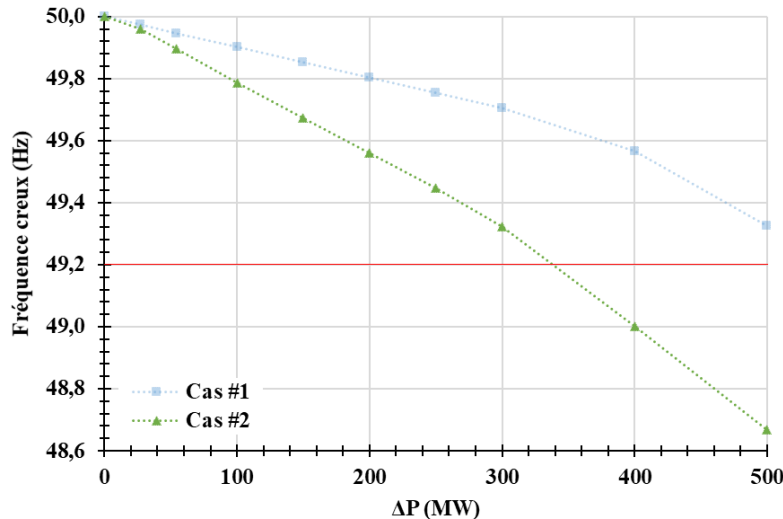


Figure IV-1 : Fréquence minimale en fonction de la perturbation EnR des cas #1 et #2

De manière générale, plus la baisse de puissance du groupe EnR variable est élevée, plus la baisse de la fréquence minimale est importante, peu importe la présence d'une unité nucléaire ou non. Pour le cas #2 (en vert), la tendance est accrue, c'est-à-dire que le réseau dispose de moins de ressources rapides limitant la perturbation et donc le creux de fréquence est d'autant plus fort avec l'augmentation de la perturbation EnR. Par ailleurs, la chute de fréquence dépasse même la limite admissible de 49,2 Hz (ligne rouge) pour de grandes variations de puissance (au-delà de 350 MW de baisse de puissance EnR).

¹⁵ Comme indiqué au Chapitre III, la rampe maximale atteignable par un générateur du réseau est calculée comme la valeur maximale de la dérivée de la puissance en sortie de la turbine. Ce calcul est moyenné sur 1 seconde.

Ce graphique représente en réalité la tolérance du réseau face à une perturbation, autrement dit la marge (ou non) de stabilité en fonction de la baisse d'amplitude d'EnR. Regardons plus en détails deux types de transitoires, à savoir avec faible ou forte perturbation EnR.

IV.2.2.1. Faible perturbation EnR

La Figure IV-2 présente le comportement des machines et l'évolution de la fréquence associée pour les deux configurations #1 et #2 lors d'un cas particulier, à savoir une perturbation EnR de 54 MW . Cette amplitude correspond à une chute de 2% de la puissance appelée par le réseau au début du transitoire. On rappelle que le réglage secondaire n'est pas considéré ici.

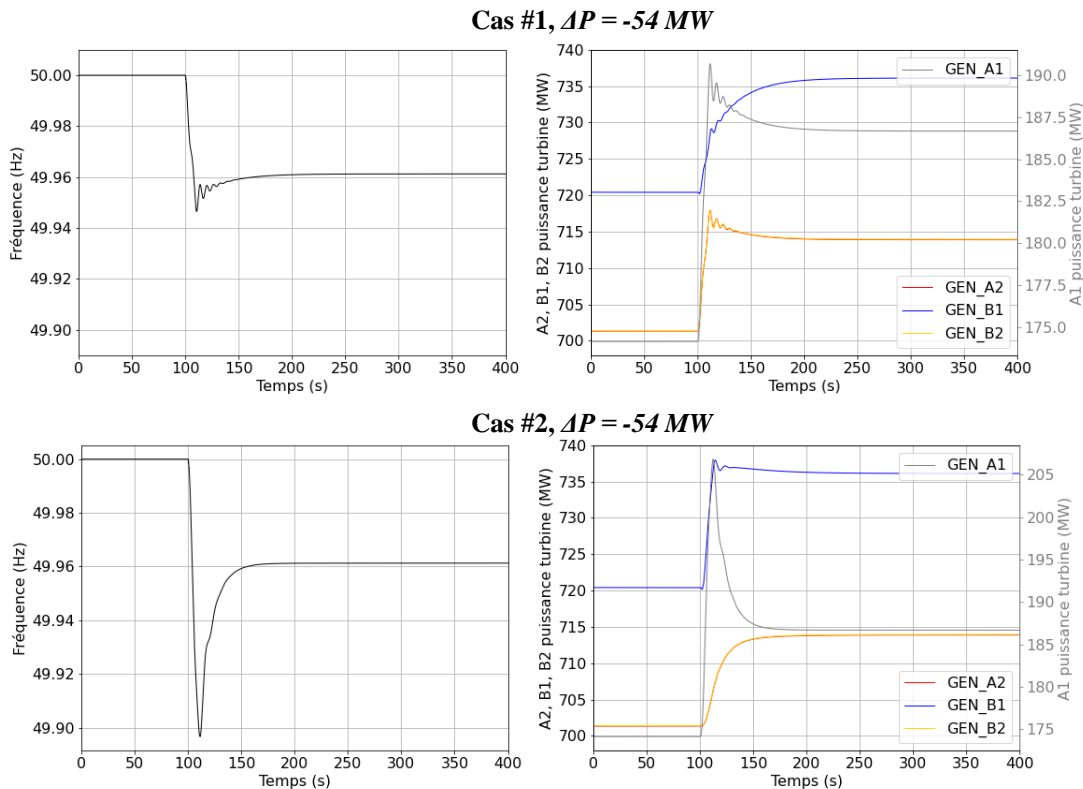


Figure IV-2 : Réponse en fréquence (à gauche) et puissances des turbines associées¹⁶ (à droite) après une chute de puissance de 54 MW d'EnR pour les cas #1 et #2

On remarque tout d'abord que le retour à l'équilibre du réseau (fréquence finale, temps d'atteinte et répartition des puissances des machines) est identique dans les deux cas, conformément à ce qui est attendu. Le temps de réponse sur la fréquence est similaire entre les cas #1 et #2, ce qui signifie que la rapidité du réseau est peu impactée, à ce stade, par la réduction du nombre de machines thermiques à une seule. Néanmoins, la dynamique de réponse diffère. Dans le cas #2, le creux de fréquence est bien plus important, ce qui se traduit par un dépassement de la fréquence initiale de plus de 100 mHz , contre 50 mHz dans le cas #1. Au niveau des puissances turbines, les générateurs dits nucléaires (GEN_A2 et GEN_B2, courbes superposées) ont des réponses plus lentes, lors du cas #2, en comparaison des deux autres générateurs thermiques (GEN_A1) et hydraulique (GEN_B1) pour le cas #1, car ils sont limités par la rampe nucléaire maximale. De faibles oscillations sont observées dans le cas #1, en raison de la rapidité de réponse des machines.

Dans cet exemple d'une perte de production EnR à 54 MW , la stabilité transitoire et stationnaire est respectée, mais qu'en est-il alors lorsque la perturbation est plus forte ?

¹⁶ La courbe grise représentant le générateur GEN_A1 dispose d'un axe spécifique à droite de la figure.

IV.2.2.2. Perturbation EnR accrue

Lorsque la perturbation EnR est plus importante, par exemple pour $\Delta P = -150 \text{ MW}$, résultats représentés en Figure IV-3, la première observation que l'on peut faire est sur la rapidité de retour à un état d'équilibre. Le temps de stabilisation est plus important qu'avec une variation de puissance plus faible. Dans les cas précédents, la fréquence est revenue à un état d'équilibre en moins de 50 secondes tandis que pour la Figure IV-3, il faut attendre 200 secondes. Ensuite, le creux de fréquence tout comme la fréquence finale sont dégradés car la perturbation est bien plus importante ; (49,897 Hz pour un $\Delta P = -54 \text{ MW}$ contre 49,672 Hz pour $\Delta P = -150 \text{ MW}$ pour la fréquence minimale et 49,961 Hz pour un $\Delta P = -54 \text{ MW}$ contre 49,89 Hz pour $\Delta P = -150 \text{ MW}$ pour la fréquence finale). Les réserves primaires des groupes thermique et hydraulique sont également plus sollicitées. Les deux générateurs nucléaires sont quant à eux toujours plus lents et répondent à hauteur des $5\%Pn/min$, ce qui limite également l'utilisation de puissance pour palier à la baisse de production EnR.

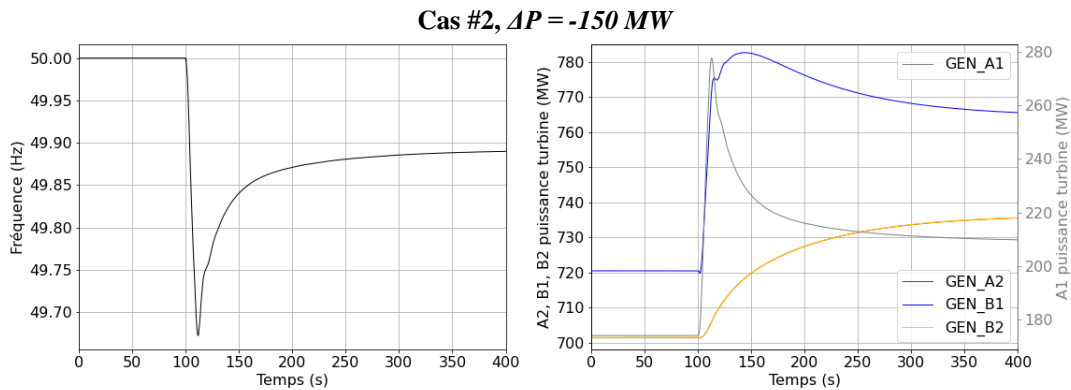


Figure IV-3 : Réponse en fréquence (à gauche) et puissances des turbines associées (à droite) après une chute de puissance de 150 MW d'EnR pour le cas #2

Dans les deux configurations précitées, le réseau disposait de centrales rapides thermique ou hydraulique capables d'amortir la perturbation. Toutefois, l'objectif des stratégies énergétiques est de décarboner le réseau. C'est pourquoi, la suite de la section consiste à retirer cette dernière unité GEN_A1 thermique, pour la remplacer par une unité nucléaire décarbonée dont la rampe de réponse est limitée à $5\%Pn/min$, tout en maintenant la contrainte sur la source EnR.

IV.2.3. Cas #3 : Retrait des moyens pilotables carbonés

L'unité de production thermique rapide (gaz, diesel) GEN_A1 est remplacée par un modèle de type nucléaire. Le réseau « 4-machines » dans le cas #3 est alors composé de trois machines nucléaires (au lieu de deux initialement dans le scénario #2), d'une machine hydraulique et d'une centrale EnR produisant 500 MW initialement, conformément au Tableau IV-1. Une baisse de la production EnR de 54 MW est considérée et représentée en Figure IV-4.

Bien que les critères de fréquence soient remplis (fréquences minimale et finale), le réseau semble un peu plus instable que dans la Figure IV-2, car de faibles oscillations se produisent sur la réponse en fréquence dans le cas #3. De plus, le creux de fréquence est bien plus important alors que la perturbation initiale est identique (fréquence minimale de 49,897 Hz contre 49,721 Hz), mais elle reste tout de même dans la bande acceptable de fréquence transitoire. Cette dégradation de la fréquence s'explique en observant le comportement des puissances des quatre sources pilotables. La réponse en puissance de la machine GEN_B1, hydraulique observe un pic, ce qui n'était pas le cas non plus en Figure IV-2. Les trois machines nucléaires vérifient une rampe maximale de $5\%Pn/min$.

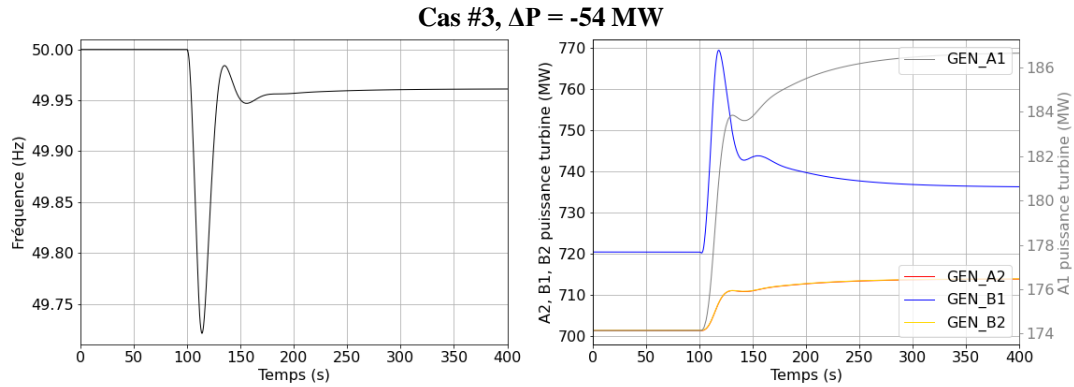


Figure IV-4 : Réponse en fréquence (à gauche) et puissances des turbines associées (à droite) après une chute de puissance de 54 MW d'EnR pour le cas #3

La suppression de l'unité thermique carbonée conduit alors à un fonctionnement plus instable du réseau même pour une petite perturbation.

Comment se comporte-le réseau lorsque la baisse de puissance est plus élevée ?

Dans le cas d'un événement plus fort, illustré par la Figure IV-5, la fréquence minimum sort de la bande de fonctionnement transitoire. La chute de fréquence est importante et dépasse transitoirement la valeur limite de 49,2 Hz.

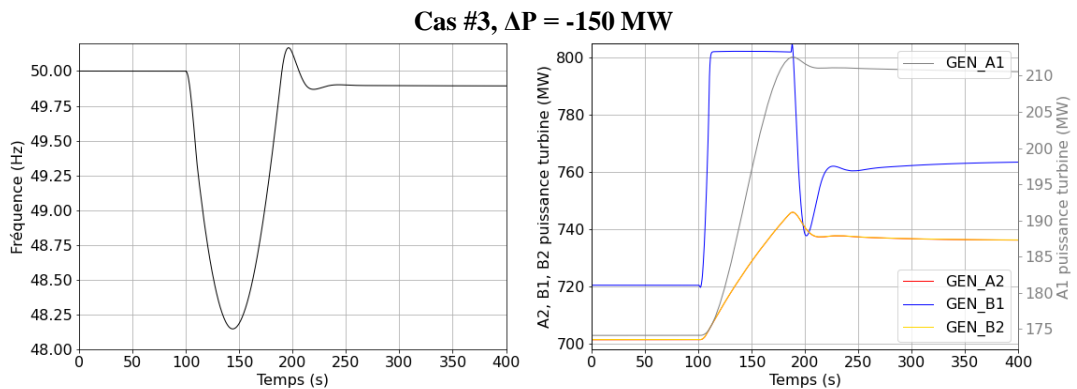


Figure IV-5 : Réponse en fréquence (à gauche) et puissances des turbines associées (à droite) après une chute de puissance de 150 MW d'EnR pour le cas #3

Cependant, la fréquence se stabilise dans la bande de fréquence acceptable en stationnaire au-dessus de 49,8 Hz. Le creux de fréquence est également allongé, ce qui signifie que le critère de stabilité transitoire n'est pas respecté pendant quelques dizaines de secondes, contre seulement quelques secondes sur la Figure IV-4, lors d'un $\Delta P = -54$ MW. Il existe également un second dépassement au-delà de 50 Hz, qui se trouve toutefois toujours dans la bande acceptable de fréquence transitoire. Cela est dû au fait que les trois machines nucléaires sont plus lentes et ne permettent pas de limiter la chute de fréquence car ces unités ne sont pas en mesure de libérer leur réserve primaire assez rapidement en raison de leur plafond de cinétique de variation de puissance. La saturation de puissance de la turbine de l'unité hydraulique, en bleu, montre que la machine a atteint sa réserve primaire maximale car elle produit transitoirement plus de 800 MW.

Les conclusions obtenues suite à la perturbation de 54 MW pour le cas #3 (Figure IV-4) sont confirmées par ce deuxième exemple. Autrement dit, ce mix spécifique #3 ne peut pas supporter une variation aussi soudaine de la production EnR en raison de leur forte proportion au départ et du manque d'unités flexibles. Le transitoire représenté dans la figure n'est pas acceptable. Des ressources plus flexibles, telles que celles fournies précédemment par les unités thermiques, sont donc nécessaires pour ramener

la fréquence dans sa plage de fonctionnement et restaurer la stabilité du système électrique. Au préalable, il devient intéressant de généraliser les effets de la progression de la perturbation EnR sur le scénario #3 et de comparer aux scénarios #2 et #3, c'est l'objet de la section suivante. La courbe orange de la Figure IV-6 s'ajoute alors aux résultats présentés dans la Figure IV-1.

IV.2.4. Synthèse

La Figure IV-6 récapitule la fréquence minimale (obtenue lors du creux de fréquence) en fonction de la perturbation EnR pour les trois configurations présentées, dont les résultats du cas #1 et #2 ont déjà été présentés en section IV.2.2. Ce creux de fréquence permet de visualiser la marge de stabilité. Le cas #1, en bleu, représente un mix fictif avec une majorité d'unités très flexibles, mais carbonées. Le cas #2, en vert, est quant à lui, ce qui se rapproche le plus possible d'une image d'un mix actuel où il reste des unités rapides thermiques carbonés et presque 50% de la capacité installée est d'origine nucléaire, tandis que le scénario #3, en orange, supprime tout support de la part d'une unité carbonée thermique en la remplaçant par du nucléaire, afin de prendre en compte les potentielles évolutions des stratégies énergétiques dans les prochaines décennies. La perturbation EnR est progressivement augmentée via l'augmentation de la perte de puissance du GenStat jusqu'à presque 20% de la puissance appelée.

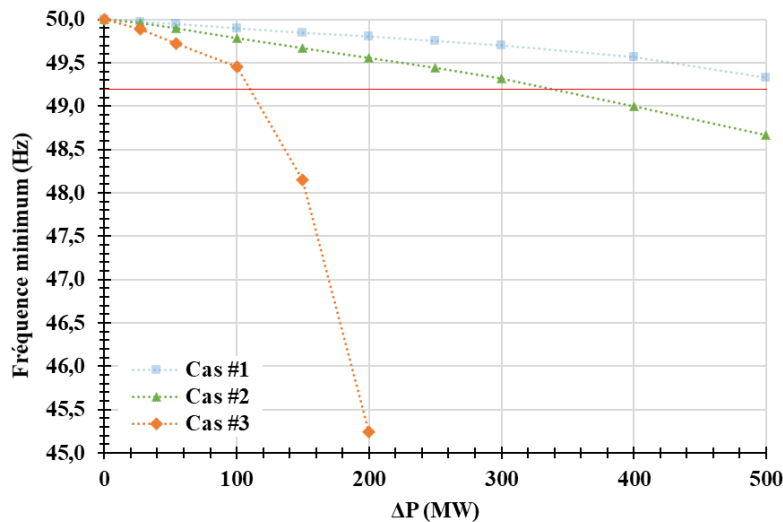


Figure IV-6 : Fréquence minimale en fonction de la perturbation EnR pour les cas #1, #2 et #3

La figure illustre le fait que le cas actuel #2 (vert) avec presque 50% de nucléaire installé, dont la rampe est limitée à 5%Pn/min, est suffisant aujourd'hui pour assurer la stabilité vis-à-vis du critère creux de fréquence lors de perturbations EnR jusqu'à 350 MW (soit 13% de la puissance appelée en 10 s). Néanmoins, lors d'un scénario plus contraint #3 (orange) où la part des énergies fossiles classiques est supprimée, ce critère tolère une variation de puissance EnR drastiquement plus faible à savoir seulement 120 MW, soit 4,5% de la puissance appelée.

Par ailleurs, une inclinaison différente entre la courbe verte (#2) et la courbe orange (#3) apparaît car les capacités de réponse rapide sont plus faibles dans le cas sans machine thermique ; seule la machine hydraulique est capable de répondre rapidement à la perturbation. De plus, il y a une rupture de pente pour le cas #3 après 100 MW de baisse de EnR sur la courbe orange (cas #3) car les réserves primaires ne sont plus suffisantes pour revenir au-dessus du niveau d'admissibilité (ligne rouge). Cela signifie également que l'on n'est plus dans des conditions normales de fonctionnement et que le système devient instable ; l'unité thermique rapide n'intervient plus, substituée par l'énergie nucléaire. Le seul levier de flexibilité, le groupe hydraulique, est saturé (voir section suivante 5.1). Le tableau ci-dessous résume les scénarios étudiés et leur comportement en réponse à une variation de puissance en fonction de l'amplitude de la perturbation EnR. On indique également que pour les transitoires dont l'amplitude de

la perturbation EnR est supérieure à 270 MW, le critère sur la fréquence finale n'est plus respecté ; cela est directement dû au ΔP . Il faudrait modifier le statisme des machines ou bien ajouter d'autres machines tournantes pour adapter le statisme équivalent en conséquence.

Pour le dernier cas #3, scénario qui pourrait être le plus représentatif d'un futur mix décarbonné [4], des leviers de flexibilité supplémentaires sont donc nécessaires. Dans ce contexte, il est proposé d'étudier la pertinence de considérer des générateurs nucléaires plus flexibles qu'ils le sont actuellement pour garantir la stabilité des réseaux en fréquence. C'est l'objet de la section suivante, pour les cas instables compris entre 120 MW et 270 MW encadré en noir sur le Tableau IV-2.

Tableau IV-2 : Récapitulatif de la marge à la stabilité selon les configurations étudiés

ΔP_{EnR}	Cas #2 (présence d'au moins une unité thermique rapide)	Cas #3 (aucune unité thermique rapide)
< 120 MW		Apparition d'oscillations sur la fréquence
120 MW – 270 MW		Saturation de l'unité hydraulique + Fréquence creux inférieure à 49,2 Hz
270 MW – 350 MW	Fréquence finale inférieure à 49,8 Hz	
> 350 MW		Divergence de la simulation

IV.3. Nucléaire flexible et stabilité

Pour cette partie, seul le scénario #3 est pris en compte c'est-à-dire qu'il est composé de 3 unités nucléaires, 1 unité hydraulique et 1 source EnR variable. Cela suppose qu'en l'état, seule les sources hydraulique et nucléaire sont des moyens pilotables, sachant que l'hydraulique est un meilleur levier de flexibilité. A partir des cas dont la limite de stabilité fixée à 49,2 Hz n'est pas vérifiée (transitoires en dessous de la ligne rouge de la Figure IV-6), le but de cette partie est alors de déterminer quelle serait l'aptitude théorique du nucléaire nécessaire pour que le transitoire vérifie de nouveau les prérequis du gestionnaire de réseau. Pour ce faire, un exemple de transitoire non stable, en l'état, est étudié afin d'observer l'influence de la modification du modèle de nucléaire pour restaurer la stabilité. Puis, cette étape intermédiaire permet de déduire un critère de flexibilité sur une unité de nucléaire en fonction de la perturbation d'EnR variable sur le réseau. Enfin, ce critère est affiné à l'issue d'une étude de sensibilité autour du nombre et de la localisation de l'unité nucléaire dans le réseau.

IV.3.1. Influence de la rampe maximale d'une unité nucléaire

A partir de la Figure IV-6, nous retenons uniquement les transitoires dont la limite de stabilité n'est pas respectée, comme par exemple pour une perte de puissance EnR de 150 MW qui ne remplit pas la condition de stabilité transitoire. A partir de ce cas, la rampe nucléaire est modifiée via la constante de temps T4, présentée au Chapitre III, dans le but d'observer un potentiel retour à la stabilité. L'Annexe C indique le domaine de validité de cette étude de sensibilité. Dans un premier temps, une seule machine du réseau « 4-machines » est impactée ; la Figure IV-7 présente les résultats de cette étude pour le générateur GEN_A2 que l'on caractérise alors de « flexible ».

Lorsque la rapidité de réponse de la machine GEN_A2 est améliorée, la fréquence minimale est amoindrie. Autrement dit, si la rampe nucléaire est plus élevée, la marge par rapport à la fréquence limite autorisée est renforcée. Toutefois, le retour à la stabilité nécessite une rampe de puissance nucléaire flexible assez élevée. Avec une seule machine nucléaire flexible et une perturbation de 150 MW, une rampe minimale de l'ordre d'une machine thermique ou plus serait nécessaire pour rétablir la stabilité,

ce qui semble incompatible avec la technologie actuelle limitée à $5\%P_n/min$. Par ailleurs, on observe un ralentissement de l'influence de la flexibilité d'une machine sur la marge à la stabilité au-delà de $30\%P_n/min$.

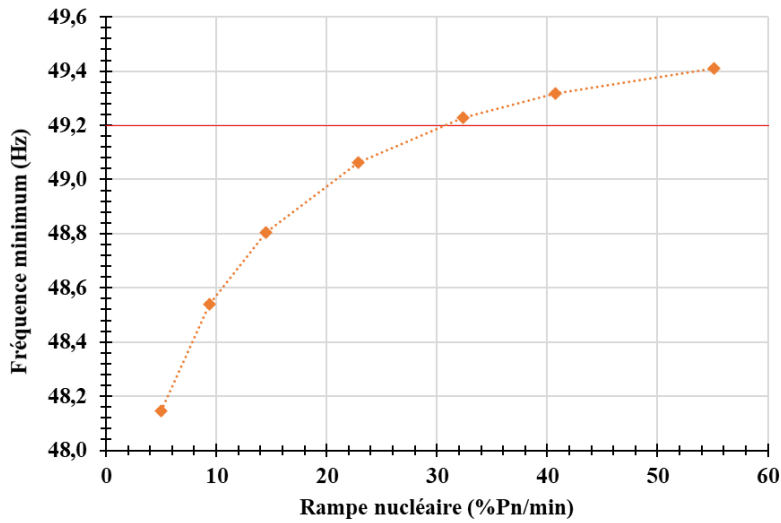


Figure IV-7 : Fréquence minimale en fonction de la rampe nucléaire pour une perturbation EnR $\Delta P = 150 MW$

En résumé, modifier la rampe d'une unité nucléaire impacte directement le creux de fréquence du réseau en cas de perturbation EnR. Etendons cette analyse pour d'autres variations de puissance EnR.

IV.3.2. Obtention d'un critère de flexibilité

D'après la section ci-avant, lorsque la rampe de puissance d'une unité nucléaire est adaptée, la marge à la stabilité évolue, toutefois ce n'est pas une condition *sine qua non* pour retrouver la stabilité. Dans cette section, la rampe de puissance de l'unité nucléaire GEN_A2 est adaptée de telle sorte que l'on vérifie tout juste le critère sur le creux de fréquence de $49,2 Hz$ en fonction de la perturbation EnR, comme indiquée sur la Figure IV-8 qui présente la logique d'obtention du critère de stabilité sur le creux de fréquence. Sur la figure, l'autre critère sur la fréquence finale est ajoutée à titre informatif, elle est directement influencée par le statistisme s .

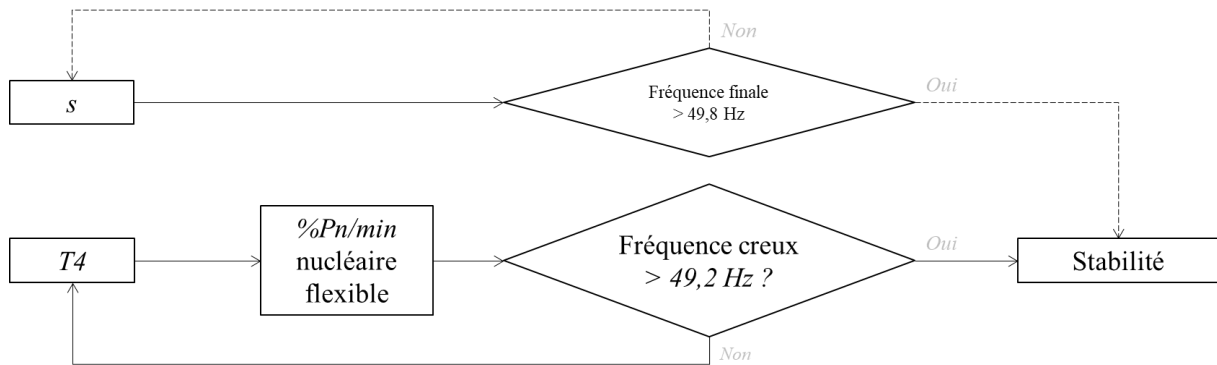


Figure IV-8 : Schéma de principe pour l'obtention du critère de flexibilité

Pour la suite des études, il a été préalablement vérifié que la fréquence finale est supérieure à $49,8 Hz$, en accord avec le Tableau IV-2.

La Figure IV-9 montre la rampe minimale de nucléaire flexible pour garantir le critère de stabilité des cas instables (définis à la Figure IV-6) selon l'amplitude ΔP de la perturbation EnR.

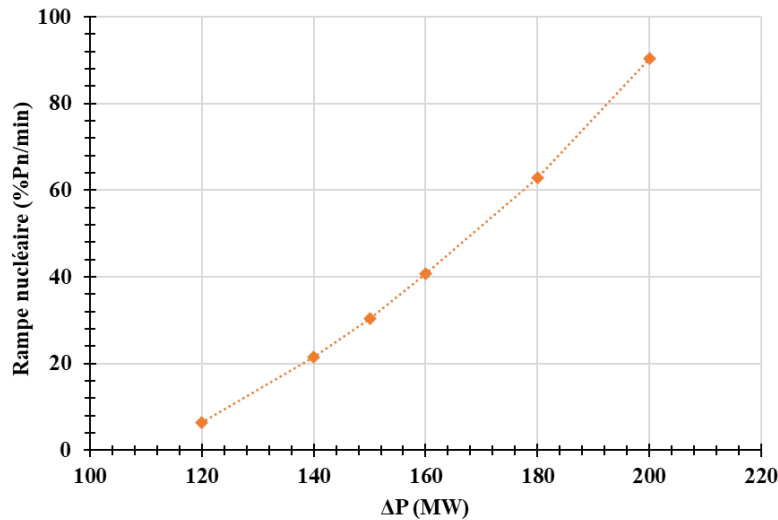


Figure IV-9 : Rampe nucléaire flexible¹⁷ en fonction de la perturbation EnR

D'après la Figure IV-9, plus la perturbation d'EnR est élevée, plus la rampe de l'unité nucléaire flexible doit compenser fortement la perte de puissance. L'influence de la rampe nucléaire flexible joue sur une bande d'amplitude de la perturbation EnR faible en comparaison avec la plage de variation étudiée au début du chapitre. Au-delà d'une amplitude de 200 MW, la rampe nécessaire devient irréalisable pour retrouver la stabilité, c'est pourquoi il n'y a pas de point, alors que des perturbations jusqu'à 500 MW sont envisageables dans les conditions du réseau. En outre, pour un cas contraint de 150 MW soit une perte de 5% de la puissance appelée, il faudrait une rampe maximale de nucléaire flexible d'au minimum 30%Pn/min avec une seule machine flexible dans ces conditions de réseau précisément.

Cette figure a présenté un premier critère de flexibilité, *i.e.* un moyen de relier la capacité de modulation du nucléaire et la perturbation EnR pour un événement unique. Toutefois, les rampes nécessaires pour la puissance nucléaire semblent très élevées en l'état, c'est pourquoi la suite de la section étudie l'influence de l'unité nucléaire retenue, ou encore le nombre d'unités nucléaires dites flexibles dans le but d'élargir le champ des possibles de ce critère et du nucléaire.

IV.3.3. Etude de sensibilité du critère de flexibilité

Une fois le critère de flexibilité défini, à savoir la rampe de puissance nucléaire en fonction de la perturbation EnR, deux paramètres de l'unité nucléaire sont pris en compte dans cette étude de sensibilité : la localisation et le nombre. Ces conclusions sont intimement liées à l'étude du réseau « 4-machines » simple.

IV.3.3.1. Influence de la localisation de l'unité nucléaire flexible

Pour ce paragraphe, la démarche d'obtention du critère de flexibilité, décrite à la section IV.3.2 précédente, est appliquée successivement sur l'unité nucléaire GEN_B2 ou au GEN_A1, puis comparée aux résultats de la Figure IV-9. La Figure IV-10 montre que le critère de flexibilité est sensiblement identique pour les générateurs, à l'exception du générateur GEN_A1. Le critère de rampe nucléaire flexible du générateur GEN_A1, qui est d'autre part la machine de référence, diffère légèrement des deux autres courbes. Un écart relatif de 15% du GEN_A1 par rapport à la rampe maximale toutes simulations confondues est observé pour des raisons numériques sur l'outil de simulation de réseau.

¹⁷ Ici et pour la suite, flexible indique la rampe de nucléaire nécessaire pour garantir le critère de stabilité transitoire.

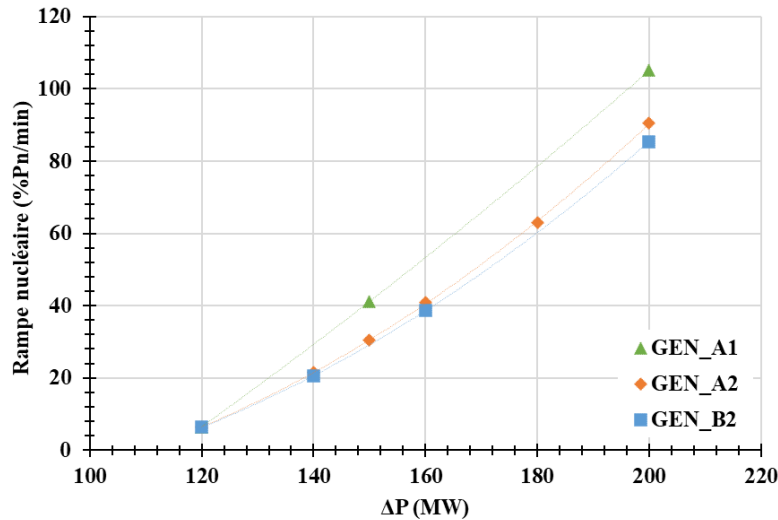


Figure IV-10 : Critère de flexibilité en fonction de la localisation de l'unité nucléaire flexible

Par ailleurs, d'après le Tableau IV-3, pour chacun des trois cas, la rampe de puissance en fonction de la perturbation EnR peut être modélisée par un polynôme du second degré, obtenu par une régression.

Tableau IV-3 : Modélisation par un polynôme du second degré du critère de flexibilité

	Equation du polynôme	Coefficient de détermination
GEN_A1	$y = 0,0015x^2 + 0,7393x - 104$	$R^2 = 1$
GEN_A2	$y = 0,0049x^2 - 0,526x - 1,32$	$R^2 = 0,9999$
GEN_B2	$y = 0,0046x^2 - 0,4695x - 3,05$	$R^2 = 1$

En somme, la position du générateur flexible a peu d'influence sur la stabilité du système sauf pour la machine de référence dont le critère est encore plus pénalisant. Cette conclusion est à nuancer en raison du modèle de réseau « 4-machines » qui limite l'étendue des possibles sur l'étude de sensibilité. Toutefois, cette conclusion s'applique dans le cadre du réseau « 4-machines » qui est connu pour être quasi-symétrique (cf. Chapitre III). Les effets de chacun des générateurs sur la stabilité du réseau ont été regardés séparément ; intéressons-nous séparément à la multiplication des unités nucléaires flexibles sur le réseau.

IV.3.3.2. Influence du nombre d'unités nucléaires flexibles

Si une deuxième machine flexible est ajoutée à la place d'une unité nucléaire classique limitée à 5%Pn/min, comme le montre la Figure IV-11, la courbe du critère de flexibilité présente une pente plus faible. C'est-à-dire que la capacité de modulation attendue d'une unité nucléaire est moindre avec la multiplication des unités flexibles. Cette conclusion se confirme avec le remplacement d'une 3^{ème} machine. Il est supposé que les deux ou trois machines répondent de façon identique avec la même rampe de puissance. De même que précédemment, le critère de flexibilité peut s'apparenter à un polynôme du second degré présenté sur le Tableau IV-4.

L'ajout d'une troisième machine flexible dans les conditions du réseau étudié n'impacte pas autant que de passer de une à deux unités flexibles. Par exemple, pour une perturbation de 150 MW, il faudrait une rampe de 30%Pn/min avec un unique générateur flexible contre 18%Pn/min avec deux générateurs et 13,5%Pn/min avec trois machines. Cela représente un gain respectif de 44% et 58% sur la flexibilité de la machine nucléaire flexible pour une même perturbation.

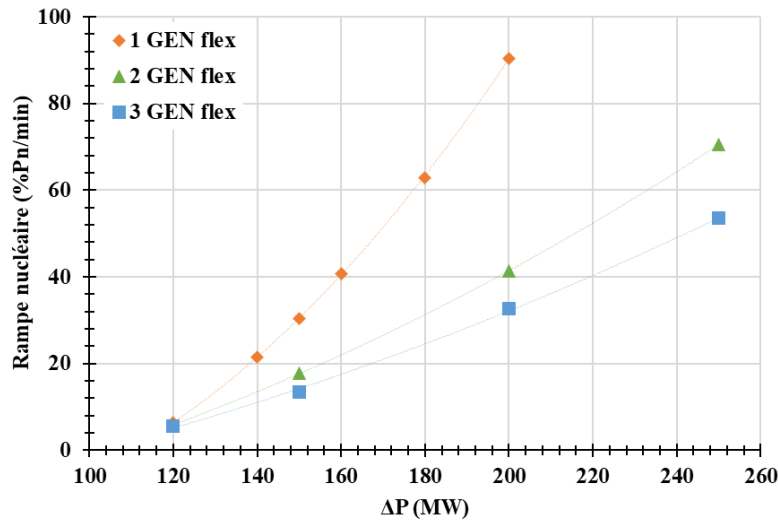


Figure IV-11 : Critère de flexibilité en fonction du nombre d'unités nucléaires flexible

La multiplication d'unités flexibles permet donc de rester dans une plage réaliste de rampe de puissance pour une plus grande perturbation, *i.e.* qu'une plus grande perturbation est tolérée par le réseau.

Tableau IV-4 : Modélisation par un polynôme du second degré du critère de flexibilité selon le nombre d'unité flexible

	Equation du polynôme	Coefficient de détermination
1 unité flex	$y = 0,0049x^2 - 0,526x - 1,3187$	$R^2 = 0,9999$
2 unités flex	$y = 0,0011x^2 + 0,1055x - 21,978$	$R^2 = 1$
3 unités flex	$y = 0,0007x^2 + 0,1125x - 18,501$	$R^2 = 0,9993$

Par ailleurs, dans ces conditions, la multiplication d'unités flexibles permet de rester dans une plage réaliste de rampe de puissance pour une plus grande perturbation, *i.e.* une plus grande perturbation est tolérée par le réseau.

En résumé, cette étude met en évidence le rôle essentiel de disposer d'un ou plusieurs leviers de flexibilité actuellement assuré par les énergies thermique et hydraulique. Dès que la machine thermique est supprimée, la stabilité n'est garantie que pour les transitoires de faibles amplitudes. L'utilisation du nucléaire flexible permet un retour à la stabilité pour des transitoires de plus fortes amplitudes. Cette section a donc mis en évidence une approche qui permet de relier un modèle d'unités nucléaires flexibles avec un outil de simulation de réseaux électriques. Cependant, la bande de perturbation étudiée semble étroite au regard de l'insertion envisagée des EnR dans le futur et nécessiterait de s'intéresser à d'autres critères de flexibilité (fréquence finale, occurrence, ...). Le modèle « 4-machines », présente également des limites intrinsèques telles que l'intégration limitée des EnR variables en termes de capacité installée, l'instabilité inhérente du réseau de Kundur qui doit fonctionner à proximité de son point de fonctionnement nominal ou la faible capacité nominale du réseau électrique et le nombre de machines, ce qui limite le champ des possibles dans l'obtention d'un critère affiné. En outre, les études menées jusqu'ici ne prennent pas en compte l'influence de la puissance installée de l'ensemble des machines pilotables, c'est l'objet de cette dernière sous-section. Jusqu'à présent, la réserve de puissance était supposée toujours disponible et les machines pilotables restaient largement majoritaires sur le réseau.

IV.3.3.1. Puissance nominale de l'unité flexible

Ce paragraphe se propose d'étudier l'influence de la capacité installée de la machine nucléaire flexible sur la valeur de rampe. Pour ce faire, la puissance nominale de la machine GEN_A1 est modifiée lors d'une étude de sensibilité dans le cas d'une perturbation EnR de 150 MW (soit une rampe flexible équivalente de $40\%P_n/\text{min}$ d'après la Figure IV-10). Nous considérons que la puissance nominale de la machine est modifiée alors que toutes les caractéristiques de l'unité nucléaire (machine et *governor*) sont inchangées. [75] permet d'effectuer cette hypothèse pour une première approche uniquement. La Figure IV-12 présente l'influence de la modification de la capacité sur la rampe de nucléaire flexible. Toutefois, le critère de flexibilité sur la fréquence transitoire n'est pas forcément vérifié, même si les tendances de la figure restent inchangées.

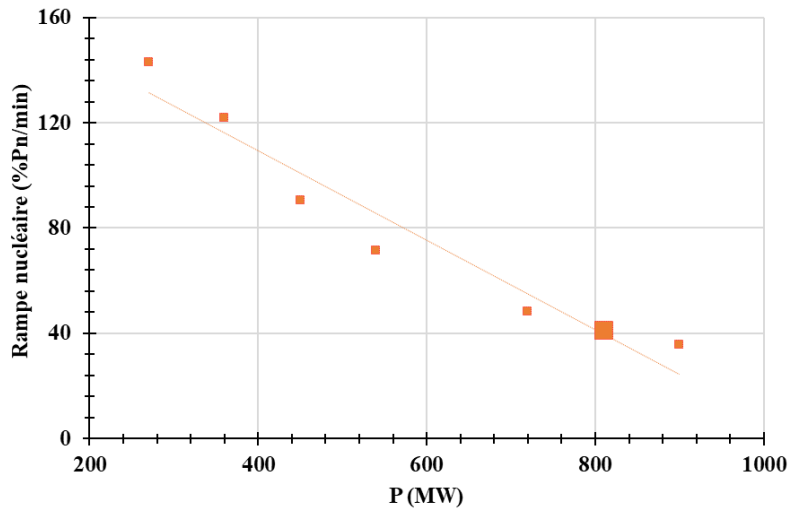


Figure IV-12 : Rampe nucléaire flexible de GEN_A1 en fonction de la capacité pour $\Delta P = 150\text{ MW}$

D'après la Figure IV-12 la rampe de puissance évolue quasiment linéairement en fonction de la puissance nominale de la machine. La puissance nominale installée ne joue pas au premier ordre sur le déroulement du transitoire du moment que la réserve de puissance est suffisante. Ainsi, réduire la puissance nominale de la machine nucléaire flexible ou de façon équivalente réduire la capacité installée totale de machines flexibles sur le réseau n'a pas d'impact en transitoire. Or, les limites technologiques de la machine nucléaire flexible sont évaluées par rapport à la puissance nominale des machines car celles-ci sont directement liées à des variations de température. Plus la réserve de puissance pilotable est petite, plus les sollicitations en termes de rapidité de réponse de la machine sont donc importantes par rapport à sa puissance nominale. En première approche, on peut donc considérer que la rampe de nucléaire flexible est proportionnelle à la capacité installée de machines pilotables ou flexibles.

IV.4. Conclusion du chapitre

Dans cette section, une méthodologie générale pour mettre en évidence comment le nucléaire peut devenir un levier de flexibilité a été développée. Autrement dit, cette approche permet de fournir une évaluation **préliminaire** d'une exigence de réacteurs nucléaires flexibles pour s'adapter aux systèmes électriques en fonction d'une perturbation EnR variable. Pour cela, il a été nécessaire de s'appuyer sur un réseau d'étude suffisamment représentatif d'un réseau actuel à forte proportion nucléaire. La sollicitation des EnR variables est quant à elle caractérisée par l'amplitude de la perturbation ΔP . Grâce à l'adaptation d'un modèle nucléaire à partir d'un modèle thermique, il est alors possible de modifier la capacité de modulation du nucléaire, *i.e.*, de la rampe nécessaire du nucléaire en $\%P_n/\text{min}$, pour retrouver la stabilité. Garantir la stabilité implique que l'écart de fréquence maximal, atteint en réponse

à une perturbation, doit rester dans une plage de ± 800 mHz. Ce critère a été complété par diverses études de sensibilité (localisation ou multiplication de la flexibilité) afin de retrouver des rampes de puissance plus réalistes par rapport aux capacités actuelles, toutes centrales confondues. Aujourd'hui, les centrales flexibles telles que les centrales thermiques et hydrauliques peuvent fournir une rampe de puissance de plus de $50\%P_n/min$ pour l'hydraulique, et $20\%P_n/min$ pour le thermique classique, contrairement aux unités nucléaires qui sont limitées actuellement à $5\%P_n/min$. A l'aide de l'application de la démarche, on trouve par exemple qu'avec une rampe d'une unité nucléaire flexible, comparable à celle du thermique classique, sur trois machines flexibles, il est possible d'accommoder une perturbation de 150 MW dans les conditions du « 4-machines ». Par ailleurs, ce critère de flexibilité est intimement lié à la puissance nominale de la machine flexible et de la puissance installée de l'ensemble des machines pilotables.

Toutefois, **l'utilisation de ce critère est intrinsèquement liée aux conditions du réseau et aux hypothèses effectuées sur le type de transitoire de puissance EnR**. En effet, le modèle de réseau « 4-machines » retenu présente des limites telles que l'augmentation contrainte de la capacité installée du générateur statique, ou l'instabilité inhérente du réseau de Kundur qui doit fonctionner à proximité de son point de fonctionnement nominal, ou la faible capacité nominale du réseau électrique, ou encore le nombre de machines. Ces limites incitent notamment à recourir à un réseau plus complexe et/ou réaliste tel que le « 39-nœuds New England » [76] [77] [75], qui est un schéma simplifié d'un réseau nord-américain réel, afin de lever des contraintes, puis d'affiner la démarche, voire le critère de flexibilité. Quoiqu'il en soit, une étude de robustesse sur le réseau lui-même ou sur la perturbation EnR permettrait par ailleurs de consolider les résultats préliminaires utilisant le réseau « 4-machines ». Ainsi, cette exigence est l'aboutissement de la démarche côté réseau électrique, elle sert de donnée d'entrée pour la partie conception nucléaire, développé dans le Chapitre V. C'est ce critère qui permet de découpler la partie réseau de la partie conception.

A RETENIR – CHAPITRE IV :

- ✓ Le réseau 4-machines est utilisé en référence ; trois configurations de répartition des unités sont étudiées en fonction de la part du nucléaire et du fossile classique.
- ✓ Conformément au chapitre III, l'événement perturbateur retenu est une variation de la puissance produite par les sources EnR d'une amplitude ΔP variant entre 0 et 500 MW, pendant un temps Δt de 10 s.
- ✓ Le critère de stabilité sur le creux de fréquence n'est pas respecté dès que la perturbation d'origine EnR dépasse 120 MW sur le réseau « 4-machines » comportant 3 unités nucléaires contraintes par la limite de 5%Pn/min.
- ✓ Au-delà de 350 MW, le critère sur la fréquence finale n'est pas non plus respecté, quelle que soit la part d'unités nucléaires actuelles (*i.e.* non flexibles) et/ou fossiles.
- ✓ En améliorant la capacité de modulation du nucléaire, *i.e.* la rampe de puissance admissible pour la machine, il est possible de restaurer la stabilité à savoir revenir dans une plage acceptable de creux de fréquence. Un critère de flexibilité est défini, il s'agit de la rampe de puissance d'une unité nucléaire permettant le maintien de la stabilité en fréquence en fonction de l'amplitude de la perturbation EnR.
- ✓ A l'aide d'une étude de sensibilité sur le critère de flexibilité, on remarque que :
 - Le critère de flexibilité (rampe nucléaire flexible en fonction de l'amplitude de perturbation EnR peut être approximé par un polynôme du second degré ;
 - Multiplier le nombre de machines dites flexibles réduit la rampe de puissance nécessaire par unité pour retrouver la stabilité ;
 - Dans le cadre du réseau 4-machines, modifier la position de l'unité flexible n'a pas d'impact significatif sur le réseau, sauf pour la machine de référence.

Chapitre V - MODELISATION SIMPLIFIEE DE LA DYNAMIQUE D'UN REACTEUR NUCLEAIRE : VERS UN NUCLEAIRE PLUS FLEXIBLE

*« En tant que femmes, nous devons nous lever pour nous-mêmes.
En tant que femmes, nous devons nous lever pour les unes et les autres.
En tant que femmes, nous devons nous lever pour la justice pour tous. »*

Michelle Obama

Ce chapitre vise à montrer comment prendre en compte le besoin en flexibilité délivré par une unité nucléaire (cf. Chapitre IV) dès l'étape de pré-conception d'un réacteur. Le besoin en flexibilité est utilisé comme une donnée d'entrée pour la conception du réacteur nucléaire plus flexible. Pour ce faire, un outil sommaire de modélisation élaboré à partir d'un modèle de réacteur actuel a été réalisé, dont le but principal est de donner des informations préliminaires sur des paramètres de conception permettant d'améliorer la flexibilité.

V.1. Introduction

A l'issue des chapitres III et IV, nous avons montré qu'il était possible de définir un critère de flexibilité permettant de décorréliser la simulation des réseaux électriques et la production électronucléaire. Dans ce chapitre, ce critère de flexibilité est utilisé en donnée d'entrée pour un retour à la conception, afin de quantifier les paramètres influant sur la flexibilité du nucléaire.

L'idée du chapitre est de visualiser en premier l'évolution du comportement du réacteur lorsqu'il est soumis à des transitoires de puissance nécessitant une réponse plus rapide que la rampe actuelle de $5\%P_n/min$. Puis, en second lieu, de modifier certains paramètres de conception pour observer leur impact sur le comportement du réacteur par rapport à la référence. Pour ce faire, le chapitre est découpé en cinq sections. La première partie décrit l'objectif demandé à cet outil en donnant un cahier des charges et en présentant les capacités actuelles d'un réacteur. Ensuite, la deuxième partie décrit la modélisation retenue et les hypothèses effectuées. Puis, dans un troisième temps, le modèle retenu est validé sur un domaine précis. La quatrième partie permet d'observer les aptitudes du modèle via quelques grandeurs caractéristiques, pour des situations contraintes, *i.e.* lorsque la rampe de puissance électrique est accrue et se rapproche de celle déterminée au chapitre IV. Enfin, la dernière partie de ce chapitre récapitule l'étude de sensibilité effectuée sur le modèle selon certains paramètres de conception afin d'observer s'ils améliorent la flexibilité du modèle de réacteur ou non, et comment.

V.2. Elaboration d'un outil de modélisation : pourquoi ?

Afin de prendre en compte le critère de flexibilité, un modèle de réacteur nucléaire est introduit dans ce chapitre. Pour ce faire, cette partie précise tout d'abord les besoins de la modélisation ; à savoir le degré de détail nécessaire, le type de réacteurs à modéliser ainsi que le choix de l'outil pour implémenter le modèle. Dans un second temps, la section fait état de la réponse d'un réacteur actuel à des transitoires de puissance dans le but de présenter au lecteur les points clés pour la modélisation.

V.2.1. Définition du besoin

Pour répondre à la problématique de la flexibilité d'un réacteur nucléaire, l'idée est de proposer un outil pour modéliser ce dernier. Au préalable, il faut définir les objectifs de cette modélisation. Le choix de l'outil support du réacteur d'intérêt, et du degré de détail des modèles découlent de la définition du besoin.

V.2.1.1. Cahier des charges

L'idée de ce paragraphe est de définir le cahier des charges pour élaborer un outil de modélisation de réacteur nucléaire en accord avec les besoins de la thèse. Ce modèle a pour but de reproduire d'une part le comportement d'un réacteur en cas de perturbation sur le réseau, et d'autre part d'observer en conséquence l'évolution des grandeurs physiques au cours du transitoire considéré. Avant de détailler les prérequis de l'outil, intéressons-nous à quelques modèles existants dans la littérature.

Il existe des études qui se sont intéressées à la modélisation globale d'un système nucléaire. Par exemple [40] puis [53] proposent une modélisation d'un REP $1300 MW$ pour améliorer ses performances en suivi de charge. Toutefois, la modélisation est très spécifique, et les outils utilisés sont très détaillés vers l'optimisation du pilotage, ce qui n'est pas adapté à notre étude. Par ailleurs, [78] modélise un réacteur de type RNR-Na pour l'étude d'accident grave sous Matlab. Pour cela, des modules spécifiques ont été intégrés à la modélisation. Ce modèle ne convient pas car cet outil est dédié aux calculs d'accidents graves et de situation de fonctionnement très dégradées, d'autre part c'est une technologie de réacteur différente de celle retenue (voir section V.2.1.2). Enfin, l'étude en fonctionnement incidentel ou accidentel ne poursuit pas les mêmes objectifs qu'une étude de fonctionnement normal.

L'objectif de ce modèle est de servir tout d'abord à l'observation du comportement d'un réacteur et à l'analyse de grandeurs d'intérêt lors de transitoires de puissance imposés par le réseau électrique. L'outil doit pouvoir reproduire des transitoires relatifs au réglage de fréquence et plus précisément de l'ordre du réglage de fréquence primaire, d'après le Chapitre II. Néanmoins, les prérequis du réseau concernant le réglage de fréquence primaire peuvent être amenés à évoluer dans les prochaines décennies ; les transitoires effectués deviendront certainement plus contraints (voir section V.2.2.2 et V.3.2.1). L'outil doit pouvoir prendre en compte cette évolution. La section V.2.2 sur la validation du modèle décrit le déroulement des transitoires standards actuels demandés au nucléaire lors du réglage de fréquence primaire. De manière générale, lors de ces transitoires, le réacteur nucléaire est considéré en fonctionnement normal et proche de son point de fonctionnement nominal à $100\%P_n$.

Ensuite, la modélisation doit être facilement modifiable car le but, à terme, est de modifier des paramètres de conception pour améliorer la flexibilité du réacteur, voire d'étudier d'autres types de réacteurs.

Enfin, l'outil de calcul proposé doit permettre des temps de calculs relativement courts, de l'ordre de la minute, pour être en mesure, à terme, de proposer des études de sensibilité exhaustives et permettre un retour sur conception pertinent. De fait, les modèles choisis seront principalement en dimension $0D$ pour représenter le comportement du réacteur, c'est-à-dire que les effets spatiaux ne sont pas pris en compte. Ce niveau de détail est en effet suffisant pour évaluer en première approche les variables d'intérêt de cette étude, comme par exemple : les températures moyennes du combustible ou de l'eau, la puissance cœur ou le temps de réponse à différentes sollicitations (cf. section V.5.1)

Pour mener à bien cette étude, une modélisation simplifiée d'un réacteur est retenue, prenant en compte principalement le cœur et le circuit primaire. Les thématiques à modéliser sont donc la neutronique et la thermohydraulique. Le niveau de modélisation choisi doit permettre la restitution à un niveau suffisant des phénomènes physiques importants régissant le déroulement d'un transitoire piloté par la puissance appelée par le réseau, tout en assurant des calculs rapides. Le niveau et l'échelle des modélisations sont ainsi déterminés à partir des phénomènes à simuler, de même que la précision des modèles. Toutefois, la modélisation doit rester suffisamment large et systémique puisque ce modèle pourrait, par la suite, être réutilisé avec adaptations, pour d'autres types de réacteurs ou d'autres solutions de conception. Cette partie résume alors le choix du réacteur retenu ainsi que l'outil choisi en conséquence dans l'optique de trouver un arrangement entre précision et facilité d'utilisation.

D'autre part, une multitude d'outils et de modélisations s'intéressent à un aspect du système ou un composant, mais souvent le réacteur dans sa globalité n'est pas étudié. La modélisation du comportement du combustible dans un réacteur REP ou bien la simulation thermohydraulique diphasique dans les échangeurs sont des exemples de modélisation spécifique et de surcroît hors du cadre de la thèse.

Après avoir défini le besoin, la section suivante se concentre sur le type de réacteurs choisis pour la modélisation.

V.2.1.2. Choix du réacteur étudié

Le REP 1300 MW est retenu comme modèle pour plusieurs raisons décrites ci-dessous.

- Les REP représentent la seule filière de réacteur actuellement utilisée sur le parc électronucléaire français. De plus, les réacteurs à eau légère sont le type de réacteurs dominants dans le monde. Ce choix est par conséquent en adéquation avec le parc actuel.
- D'après [40], les paliers CP1, CP2 et P4 permettent les opérations en mode « turbine prioritaire » (cf. Chapitre I), c'est-à-dire pilotées par la puissance appelée sur le réseau. Cela s'apparente à des opérations de suivi de charge notamment. Les deux premiers paliers cités étant constitués de REP

900 MW, et le troisième de REP 1300 MW. Or le REP 1300 MW bénéficie d'une technologie plus avancée que les REP 900 MW. Le palier 1300 MW est ainsi retenu pour la modélisation. De plus, les paliers 1300 MW, 900 MW et 1450 MW ont néanmoins de fortes ressemblances et la modélisation 1300 MW pourrait être adaptée au besoin pour représenter les autres paliers.

- Les caractéristiques du modèle de REP 1300 MW sont disponibles facilement [39] [79] [37]. Le REP 1300 MW a également déjà fait l'objet d'une modélisation complexe [40] [53], dont l'objectif principal était d'améliorer le pilotage des REP lors du suivi de charge.

En outre, l'approche système choisie pour la modélisation permettrait une potentielle réutilisation de cet outil de modélisation. En effet, le modèle proposé est décomposable en différents « systèmes » tels que le cœur ou, le circuit primaire. Il serait alors transposable à d'autres tranches de réacteur REP (en modifiant uniquement les caractéristiques), voire à d'autres types de réacteur ou de filières.

V.2.1.3. Choix du support de modélisation

Une fois les objectifs du modèle définis, vient alors le choix du support de modélisation adapté en conséquence. Il existe des outils spécifiques à la modélisation de phénomènes neutroniques ou thermohydrauliques. Par exemple le code APOLLO3® est un logiciel multi-filière en développement pour la modélisation de cœur ; il simule leur comportement neutronique. Les travaux de thèse de [40] [53] ont successivement recouru à ce code de calcul pour l'optimisation du pilotage des REP. CATHARE quant à lui, est un code système de thermohydraulique diphasique ; il dispose d'une structure modulaire en plusieurs dimensions, et permet de représenter tout type de REP. Il est dédié à la simulation du circuit primaire et/ou secondaire, et est principalement utilisé pour les études de fonctionnement et de sûreté via la simulation de transitoires de fonctionnement normal ou incidentels.

Il est de fait que ces outils sont complexes et spécifiques à un domaine de modélisation ; leur couplage est également complexe. Afin de conserver un côté facile d'utilisation et pratique, il est préférable de se diriger vers un seul et unique outil modélisant l'ensemble du réacteur. Le choix s'est porté sur Matlab qui dispose d'une interface utilisateur propice à l'élaboration de modèles simples. Avant de décrire le modèle, regardons le comportement du réacteur retenu lors de transitoires de puissance.

V.2.2. Comportement d'un réacteur nucléaire lors d'un transitoire de puissance

Ce paragraphe a pour but de décrire de manière succincte le comportement d'un réacteur nucléaire participant au réglage de la fréquence primaire et au suivi de charge en cas de perturbation. Au préalable, il est nécessaire de présenter les différents moyens présents sur un réacteur permettant de moduler la puissance pour assurer le réglage de fréquence – puissance.

V.2.2.1. Capacités de modulation du nucléaire

Le parc nucléaire français participe aux réglages primaire, secondaire et tertiaire de la fréquence, qui font partie des services systèmes fournis au réseau par les unités de production. En effet, selon les exigences de RTE, toute unité de production d'une capacité supérieure à 120 MW_e doit pouvoir participer au réglage de la fréquence (cf. Chapitre I). Une centrale nucléaire participant au réglage primaire réserve $\pm 2,5\%$ de sa puissance électrique nominale pour répondre aux besoins du réseau, et doit être capable de réagir en 30 secondes. Pour le suivi de la charge, l'échelle de temps est beaucoup plus longue, jusqu'à 30 minutes, et la réserve de contrôle tertiaire est plus importante que la réserve primaire. La plupart des technologies actuelles des centrales sont conçues pour effectuer des opérations de puissance dans la plage de 30% à 100% de la puissance nominale, et peuvent effectuer des rampes de puissance aussi rapides que 5%Pn/min [38]. Pour les centrales nucléaires françaises, les règles générales d'exploitation régissent les rampes de puissance ; cette valeur de rampe de puissance électrique de 5%Pn/min est

considérée comme la valeur maximale autorisée pour tous les réacteurs nucléaires français, tant pour le suivi du réseau que pour le suivi de la charge.

Afin de répondre aux exigences du réseau, les centrales nucléaires ont recours à des régulations. Ces dernières permettent de piloter différents systèmes qui agissent directement sur la réactivité du cœur et donc la puissance du réacteur pour s'adapter à la puissance du réseau. Il existe trois régulations principales dans un réacteur agissant directement ou indirectement sur la puissance du cœur. Ces moyens de pilotage sont notamment commandés via des régulations. Ces différents systèmes sont décrits ci-dessous.

- L'acide borique (bore soluble), est un absorbant neutronique dissous dans l'eau du circuit primaire sous l'imputation de l'opérateur. Le bore implique des rejets d'effluents que l'on cherche aujourd'hui à minimiser, et le fonctionnement au bore limite le nombre de transitoires admissibles (fonction de la quantité de bore admissible) et du fait de la vitesse de dilution / borication, les rampes de puissance sont également limitées. L'effet de la concentration en bore soluble intervient sur des échelles de temps longues (15 minutes d'après le Chapitre I) et compense notamment l'épuisement du combustible. Le bore n'étant pas utilisé en réacteur lors du réglage primaire de la fréquence, il n'est pas pris en compte dans la modélisation des régulations.
- Les barres (ou grappes) de contrôle constituent un moyen très efficace d'ajuster la puissance thermique produite par le cœur. Ces grappes de contrôle sont constituées de crayons d'absorbant neutronique et viennent s'insérer dans le cœur depuis le haut. Il existe deux types de grappes de contrôle noires et grises, qui sont répartis en deux groupes suivant leur fonction au sein du cœur [79]. Ce moyen de pilotage de la réactivité est utilisé au sein de deux principales régulations :
 - Le groupe de compensation de puissance (GCP) asservit la puissance thermique du cœur $W_{th_{tot}}$ en boucle ouverte. Le déplacement des GCP est normalement donné par une courbe de calibrage, permettant d'anticiper les effets d'une variation de puissance électrique sur le cœur. Les GCP suivent un signal de consigne de puissance prenant en compte la consigne de puissance issue du réglage de puissance primaire, la nouvelle puissance du téléajustage et la « référence charge » imposée par le gestionnaire de réseau dans le cadre du réglage tertiaire. Néanmoins, cette régulation ne s'active que si l'écart de puissance électrique dépasse $38 MW_e$ (soit $\pm 2,8\%P_n$) dans le cas du suivi de réseau, ce qui extrêmement rare. En réalité, cette bande morte permet de ne pas solliciter les GCP lors du réglage de fréquence, et limite par ailleurs l'usure des mécanismes de commande. Elle permet également de ne pas dégrader excessivement le rendement thermodynamique du réacteur.
 - Le groupe de régulation de température (GRT) régule la température du modérateur T_m et *a fortiori* les températures entrée $T_{e_{cœur}}$ et sortie $T_{s_{cœur}}$ du cœur en boucle fermée. La déviation de température modérateur ne doit pas dépasser $\pm 0,8^\circ C$ par rapport à une température de consigne définie selon la puissance électrique. La régulation de température a, entre autres, été rajoutée pour limiter les effets de dilation thermique de l'eau dans le circuit primaire qui empêcherait une utilisation industrielle et robuste des réacteurs pour le suivi de réseau et de charge.

Les barres de contrôle sont utilisées pour des variations rapides de puissance. En règle générale, les deux régulations de température et puissance s'activent automatiquement si elles dépassent un seuil. La régulation GCP n'est disponible qu'en mode de pilotage G contrairement au mode A qui utilise exclusivement la régulation de température. Les réacteurs utilisant les deux modes A et G peuvent participer indifféremment au suivi de réseau. Néanmoins, seuls les réacteurs disposant du mode de pilotage G, sont en capacité de participer au suivi de charge.

- La régulation du groupe turbo-alternateur (GTA) permet d'ajuster de manière instantanée la puissance produite par la turbine suite à une perturbation côté réseau. Pour cela, la régulation commande l'ouverture ou la fermeture des soupapes directement reliées au débit secondaire et donc à la puissance produite par la turbine. Autrement dit, dès lors que la puissance électrique évolue, le taux d'ouverture de la vanne d'admission turbine varie en conséquence, puis le cœur s'accommode de ces variations soit en dynamique libre soit grâce à son système de régulation décrit ci-avant, si les seuils sur la température moyenne puis l'écart de puissance électrique sont dépassés. La quantité de vapeur envoyée dans la turbine conditionne sa vitesse de rotation et donc la puissance qu'elle fournit au réseau. Cette boucle sur le GTA est active en permanence en mode turbine prioritaire.

Le tableau suivant récapitule les configurations possibles d'activation des régulations lors du réglage de fréquence. La terminologie utilisée pour les figures est également indiquée.

Tableau V-1 : Récapitulatif des configurations possibles lors du réglage de fréquence

Régulation GRT	Régulation GCP	Régulation GTA	Type de réglage	Condition	Désigné comme
0	0	X	Dynamique libre	Aucune	<i>DynLibre</i>
X	0	X	Réglage de fréquence primaire ou suivi de réseau	Si la température modérateur dépasse $\pm 0.8^{\circ}\text{C}$ / référence	<i>Avec regul GRT</i>
X	X	X	Réglage de fréquence tertiaire ou suivi de charge	Si la puissance électrique dépasse $\pm 2,8\%P_n$	<i>Avec regul GCP & GRT</i>

Un exemple de chacun des deux types de transitoires (réglage primaire de fréquence et suivi de charge) pour un REP est présenté dans la sous-section suivante afin de visualiser le comportement du réacteur aux services – systèmes et la sollicitation des régulations en conséquence.

V.2.2.2. Description de deux transitoires de référence

Cette section présente les transitoires de l'ordre du réglage de fréquence afin d'éclairer le lecteur sur les régulations impliquées et les conditions d'activation associées lors de tels transitoires. Toutes les figures de cette section sont obtenues avec le simulateur académique C-PWR-1300 [80] (anciennement SIREP), qui est un simulateur académique développé par Corys. Dans la suite, l'outil sera appelé simplement PWR-C-1300 ou simulateur. PWR-C-1300 est un outil de formation dédié aux principes physiques et aux opérations de base des REP, il modélise un palier 1300 MW_e . Il est, entre autres, possible d'effectuer des transitoires pilotés par la puissance électrique, ce qui en fait un simulateur d'intérêt pour les études de cette thèse liée au réglage de la fréquence.

Les deux configurations ci-dessous sont utilisées comme exemple :

- Un transitoire type suivi de réseau : baisse de la puissance électrique de faible amplitude ($2,5\%P_n$) à partir de $100\%P_n$ selon une rampe de $2,5\%P_n/\text{min}$;
- Un transitoire type suivi de charge : baisse de la puissance électrique de plus forte amplitude ($10\%P_n$) à partir de $100\%P_n$ selon une rampe de $5\%P_n/\text{min}$.

Le régime initial est caractérisé par un fonctionnement du cœur à $100\%P_n$ de sa puissance nominale, soit 3900 MW_{th} environ et 1350 MW_e . Le point de fonctionnement initial est choisi en début de cycle du combustible, car, d'après l'Annexe D, les grandeurs d'intérêt (voir section V.5.1) sont plus pénalisantes en début de vie du combustible.

V.2.2.2.1. Suivi de réseau

Un réacteur participant au réglage primaire réserve $\pm 2,5\%$ de sa puissance nominale électrique pour répondre au besoin du réseau, et doit pouvoir répondre en 30 sec. Il n'est cependant pas possible de simuler des transitoires inférieurs à une minute avec PWR-C-1300, auquel cas, lors d'une baisse de $2,5\%P_n$, la rampe maximale autorisée est de $2,5\%P_n/min$.

Le transitoire retenu de suivi de réseau correspond donc à une baisse de puissance de faible amplitude ($-2,5\%P_n$) pendant une minute, avec une rampe de $2,5\%P_n/min$. En pratique, la régulation sur la température moyenne GRT peut s'activer dans le cadre du réglage de fréquence primaire, c'est pourquoi cette régulation est active sur le simulateur. Le comportement du réacteur est présenté en Figure V-1 en orange avec d'une part la puissance électrique du réacteur et d'autre part la réponse en puissance du cœur correspondante. Sur cette Figure V-1, nous observons tout d'abord un léger décalage entre la consigne de puissance électrique et la puissance effectivement produite ; cela est dû à l'inertie du groupe turboalternateur et à la chaîne de régulation pilotant l'ouverture de la vanne d'admission turbine. La réponse sans aucune régulation sur les barres (*i.e.* dynamique libre) est par ailleurs ajoutée à la figure. On observe en premier lieu que le temps de réponse de la puissance électrique est plus long sans régulation. En effet, après 70 secondes, les deux courbes de puissance électrique s'écartent ; la courbe verte pointillée se stabilise plus lentement. La régulation sur la température accélère donc le comportement de stabilisation à sa valeur finale du réacteur, en plus du fait que cette régulation évite un fort phénomène de dilatation thermique dans le cœur. Enfin, une légère différence est observée entre la puissance cœur en dynamique libre et la puissance cœur régulée. Cela vient du fait que le rendement du réacteur est différent dans les deux configurations à cause de l'état final des températures de l'eau dans le circuit primaire (voir Figure V-2).

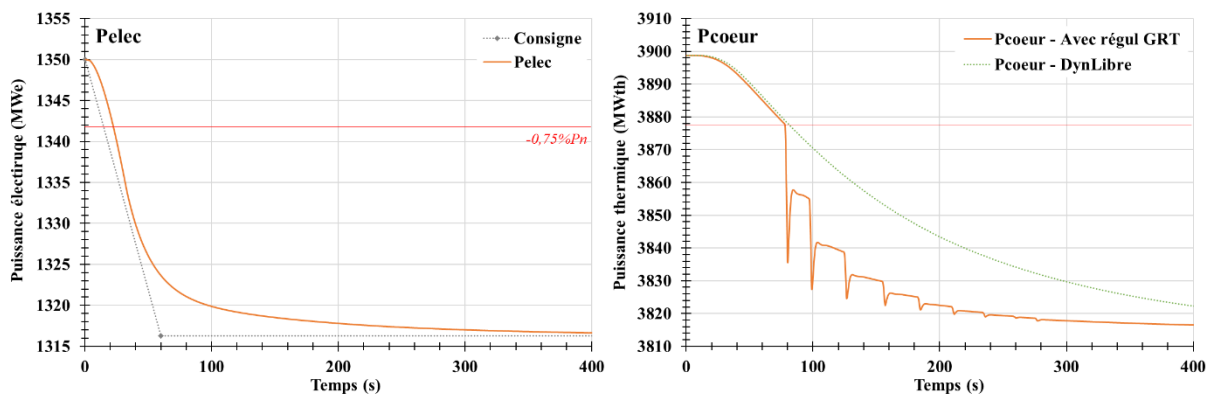


Figure V-1 : Puissances électrique et thermique lors d'un transitoire de réglage primaire

D'autre part, au début du transitoire, les deux configurations se superposent parfaitement, c'est donc qu'aucune régulation ne s'active avant au moins 70 secondes. En outre, on observe les effets de la régulation de température sur le cœur avec les discontinuités de puissance cœur qui illustrent les crans de l'insertion des barres. L'activation de la régulation GRT provoque brièvement de forts gradients sur la puissance cœur et sur le combustible, mais avec une faible amplitude, contrairement à la réponse du cœur en dynamique libre qui est lente et lisse.

Du côté des températures moyennes dans le cœur, représentées sur la Figure V-2, on remarque tout d'abord que la variation des températures dans le cœur entre le début et la fin du transitoire est très faible (moins de $2^{\circ}C$). En effet, en dynamique libre, la température moyenne du cœur augmente de $+1^{\circ}C$ en raison des contre-réactions neutroniques alors que cette dernière reste quasiment constante sous l'effet de la régulation GRT, comme le montre le zoom de la Figure V-2 (la température de référence de la régulation GRT varie de moins de $1^{\circ}C$ entre $97,5\%$ et $100\%P_n$). Le début du transitoire (avant

70 secondes) est identique dans les deux cas. L'effet de la régulation de température est en réalité très limité sur les amplitudes et cinétiques de variation lors d'un réglage de fréquence primaire comme le montre la Figure V-2.

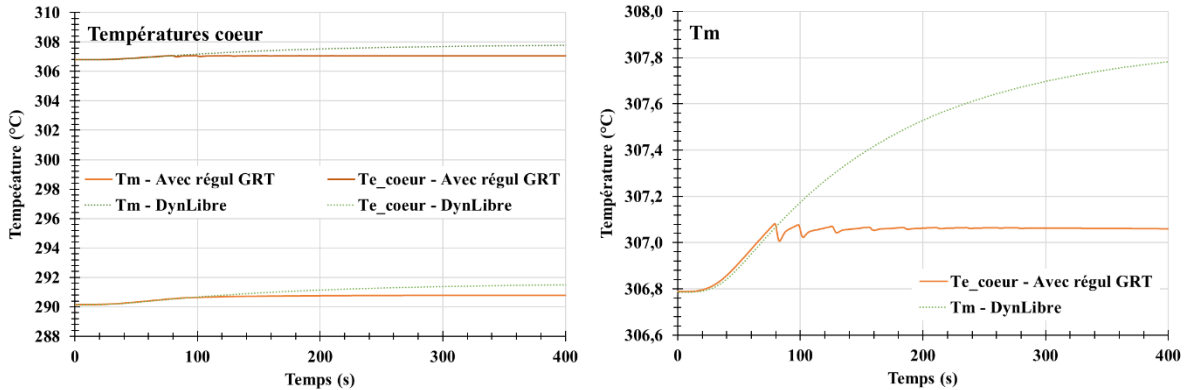


Figure V-2 : Températures dans le cœur lors d'un transitoire de réglage primaire

Des études en support à ce transitoire de référence montrent que ce comportement est transposable pour une rampe de $5\%P_n/min$, la réponse du réacteur est alors plus rapide et les gradients sont plus forts mais la physique reste la même.

V.2.2.2.2. Suivi de charge

Le parc nucléaire français est très sollicité pour du suivi de charge, c'est-à-dire pour suivre la consommation quotidienne. Un programme de puissance est pour cela envoyé au réacteur participant au suivi de charge. En comparaison au suivi de réseau, les amplitudes de puissance demandées sont plus fortes. Nous nous intéressons également à ce type de transitoire car on observe l'activation quasi-systématique des régulations et notamment de la régulation GCP qui suit un programme de puissance. Visualisons sur la Figure V-3 le comportement du REP en cas de suivi de charge où toutes les fonctionnalités (régulations) du réacteur sont disponibles. Un transitoire de baisse de la puissance électrique du réacteur avec une rampe de $5\%P_n/min$ pendant deux minutes (soit $-10\%P_n$) rentre tout à fait dans le cadre du suivi de charge.

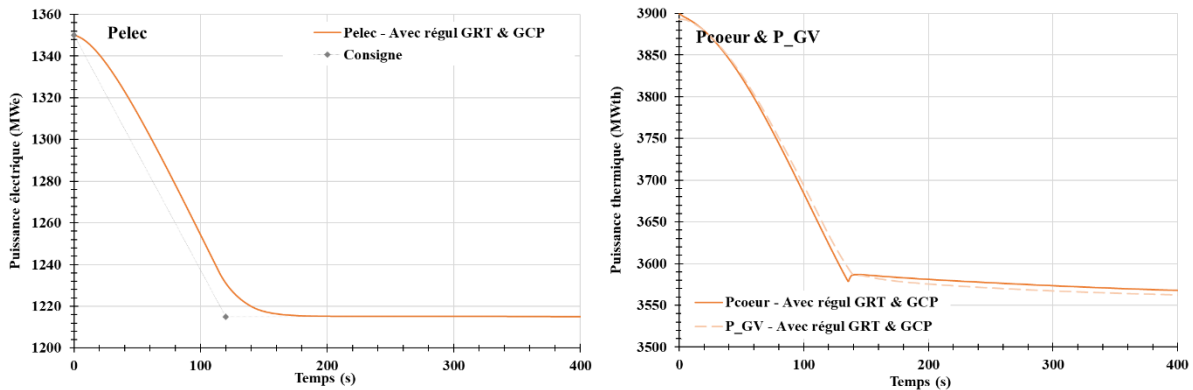


Figure V-3 : Puissances électrique et thermiques lors d'un transitoire de suivi de charge

De même que précédemment, la puissance électrique effectivement produite par le réacteur est légèrement en retard par rapport à la consigne, en raison de l'activation de l'inertie du GTA et de la chaîne de régulation pilotant l'ouverture de la vanne d'admission turbine. Du côté de la réponse du cœur en Figure V-3, la puissance produite par le cœur suit la puissance électrique imposée en diminuant de manière quasi-instantanée via notamment l'activation des barres de commande. La cinétique de réponse est lisse grâce aux barres dites GCP qui régulent la puissance par anticipation, sauf au bout de

140 secondes où c'est l'activation des barres dites GRT qui provoque une légère discontinuité, car la température de l'eau sort de la bande autorisée. L'évolution temporelle de la puissance thermique du cœur résulte de la compétition entre deux phénomènes : l'insertion des barres et les contre-réactions neutroniques.

- L'insertion des deux groupes de barres de contrôle dans le cœur vise à réguler respectivement la température moyenne de l'eau dans le cœur (GRT) et la puissance thermique produite par le cœur (GCP). La puissance cœur baisse en accord avec le programme de puissance, la puissance échangée aux GV évolue donc en conséquence. Lors de la baisse de puissance, la température moyenne du cœur diminue d'après la Figure V-4. La régulation de température (GRT) agit sur la température moyenne cœur, la température entrée est ainsi maintenue constante conformément au programme de consigne de température : les fluctuations sont inférieures à $0,2^{\circ}\text{C}$ pour une température d'entrée de 290°C . Enfin, la température en sortie cœur suit le même comportement que la température moyenne car la température en entrée est constante d'après l'équation (V-11).
- Les contre-réactions thermiques du cœur intrinsèquement liées à l'évolution de la température de l'eau et du combustible participent à la variation de réactivité du cœur et donc de sa puissance. Lors d'une baisse de la puissance appelée, la puissance extraite aux générateurs de vapeur diminue. Cela entraîne une augmentation de la température de l'eau, et donc la température en entrée du cœur augmente. Toutefois, c'est par nature un phénomène plus lent que la régulation, car il est contraint par la dynamique du circuit primaire, ce qui explique qu'il n'est pas observable.

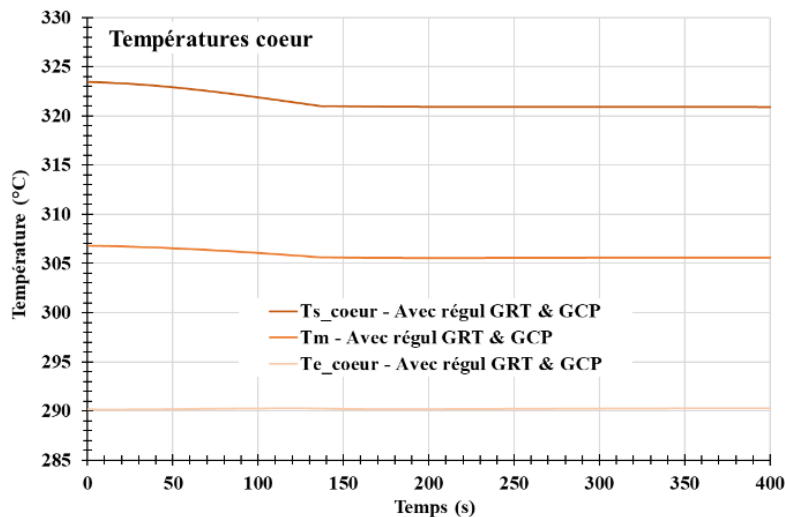


Figure V-4 : Températures dans le cœur lors d'un transitoire de suivi de charge

Par conséquent, la température moyenne de l'eau tout comme la puissance cœur se stabilisent après 140 secondes, soit environ 20 secondes après la fin du transitoire appelé par la puissance électrique. Ce transitoire de suivi de charge a permis de visualiser les effets de la régulation de puissance (GCP) dont son rôle principal est d'accélérer la réponse du cœur. Avant de présenter le modèle, comparons l'influence de la régulation de température lors du suivi de charge.

V.2.2.2.3. Sensibilité de la régulation GRT

Un suivi de charge de $-5\%P_n$ avec une rampe de $5\%P_n/\text{min}$ est effectué avec le simulateur avec ou sans l'activation de la régulation GRT. Selon la Figure V-5, la puissance du cœur est quasi-identique dans ces deux cas. Le contrôle de la température n'a pas d'impact au premier ordre sur la dynamique du cœur lorsque le contrôle de la puissance GCP est activé, car les variations de température de l'eau restent limitées et l'effet en réactivité associé est faible. L'influence de la régulation GRT est négligée dans ce qui suit dans une première approche.

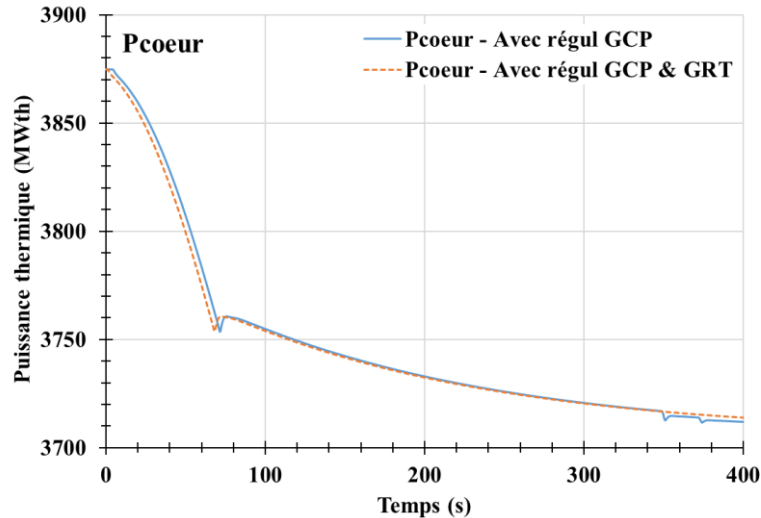


Figure V-5 : Puissance thermique lors d'un transitoire de suivi de charge selon l'activation de la régulation GRT

Cette section a montré la réponse réelle (via simulateur) d'une tranche nucléaire lors de deux transitoires de suivi de réseau et de charge, et le rôle de chacune des régulations. L'objectif de la modélisation, présentée dans la suite, est alors de reproduire ce type de transitoires par un modèle le plus simple possible et leur influence sur les principaux paramètres régissant la sûreté et les performances du cœur.

V.3. Description du modèle et des hypothèses effectuées

Cette partie introduit l'outil, à savoir le modèle de réacteur REP 1300 MW avec une approche systémique sous Matlab. Dans cette section sont décrits les différents modèles simples retenus pour la modélisation systémique (composants essentiels du réacteur et régulation indispensable pour piloter le réacteur par le réseau). Cette description est d'autre part accompagnée d'une justification des hypothèses répondant au besoin. L'Annexe E complète cette partie et donne les équations sous-jacentes qui ont été utilisées sous Matlab.

V.3.1. Modélisation simplifiée des composants du réacteur

Le but de la modélisation est de déduire l'évolution des paramètres physiques du cœur et du primaire, régissant la sûreté et les performances du cœur, et faisant suite à une variation de la puissance appelée par le réseau. Pour ce faire, il est nécessaire de relier l'évolution temporelle de la puissance électrique imposée par le réseau via l'alternateur de la centrale, et la puissance générée par le cœur du réacteur au travers des différents circuits primaire et secondaire. Une modélisation des différentes étapes de conversion de l'énergie et des transferts de chaleur entre le combustible vers le réseau est alors proposée. Les aspects neutronique et thermique sont pris en compte dans la modélisation ainsi que le couplage neutronique – thermohydraulique. La Figure V-6 schématise un réacteur et les éléments pris en compte dans la modélisation retenue.

Comme précisé dans la partie V.2.1, le réacteur est en fonctionnement normal et le cœur peut subir des transitoires de puissance issus du réseau (en mode turbine prioritaire). Ces transitoires restent proches du point de fonctionnement nominal. La suite de cette section revient sur les étapes successives de transformation de la chaleur en puissance électrique accompagnées de la justification du choix du modèle.

NB1 : la notation courante de la réactivité étant la même que celle de la densité (i.e. la lettre ρ), nous notons dans ce manuscrit ρ la masse volumique et ρ la réactivité.

NB2 : les termes caloporteur et modérateur font référence à l'eau.

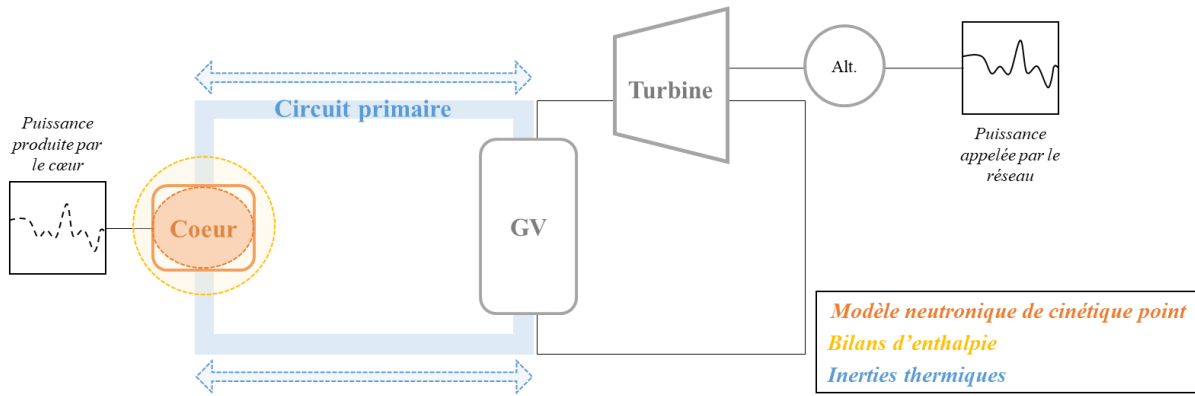


Figure V-6 : Schématisation de la modélisation d'un réacteur type REP 1300 MW et modélisations choisies

V.3.1.1. Modélisation de l'évolution de la puissance produite dans le cœur

La puissance du cœur évolue au cours du transitoire de puissance. L'évolution temporelle de cette puissance globale est calculée à l'aide d'un modèle de cinétique ponctuelle (0D) et de la prise en compte des contre-réactions¹⁸. L'utilisation de la cinétique point est applicable car la géométrie du cœur reste inchangée tout le long du transitoire de puissance, et car on reste proche du point de fonctionnement normal. Il est donc possible de négliger les phénomènes spatiaux, dus à la répartition du flux neutronique, pour ce type d'étude. Cette hypothèse est très largement répandue dans la littérature pour étudier la neutronique pour de tels transitoires de fonctionnement normal [40] [53] [78]. Plus de détails sur l'élaboration des équations de la cinétique point et sur la justification sont donnés en Annexe E et en référence [81].

La résolution implicite des équations de la cinétique point permet ensuite de déduire l'évolution de la puissance nucléaire du cœur $W_{th_{nucl}}(t)$ en fonction du calcul de la réactivité $\rho(t)$ dans le cœur. Il faut également prendre en compte la puissance résiduelle $W_{th_{res}}(t)$ dans le calcul de la puissance nucléaire totale sous forme thermique $W_{th_{tot}}(t)$, qui est de l'ordre de 7% de la puissance thermique totale $W_{th_{tot}}(t)$ en fonctionnement [41]. La démarche suivie est renseignée sur la Figure V-7.

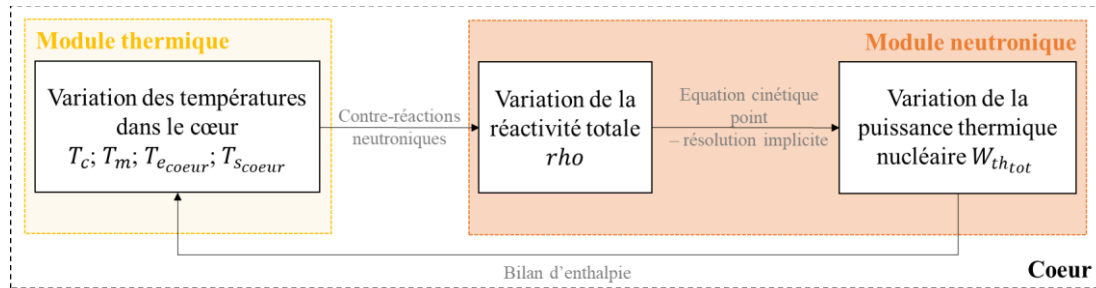


Figure V-7 : Schématisation du calcul de l'évolution de la puissance nucléaire totale dans le cœur

Pour résoudre les équations de la cinétique ponctuelle et avoir accès à l'évolution temporelle de la puissance nucléaire $W_{th_{nucl}}(t)$, il faut connaître l'évolution de la réactivité $\rho(t)$. Cette réactivité varie notamment lorsque le réacteur est soumis à des perturbations en température, par exemple liées à une variation de la puissance appelée par le réseau (*i.e.* variation de la puissance du réseau : suivi de charge, réglage de fréquence, etc.). Ces réponses neutroniques du cœur peuvent être regroupées en différents effets, appelés contre-réactions neutroniques, et font varier la réactivité (apport d'antiréactivité ou de réactivité positive). Les contre-réactions principales dans un REP qui ont un effet majeur sur le

¹⁸ Une contre-réaction de réactivité est une augmentation ou diminution de la réactivité du cœur d'un réacteur, qui est due à la variation de certains paramètres de fonctionnement tels que la puissance, la température, ou la pression [76].

comportement du cœur sont listées dans le Tableau V-2. D'autres temps caractéristiques sont ajoutés sur le tableau pour comparaison.

Tableau V-2 : Temps caractéristiques des contre-réactions ou régulation dans un REP et ordre de grandeur des apports d'anti-réactivité le cas échéant

	Effets	Temps caractéristique	Coefficient d'antiréactivité*
Contre réaction	Effet modérateur	Quasi-instantané	-15 pcm/°C dans un REP**
	Effet Doppler	Instantané	-1 à -3 pcm/°C pour un REP
Moyen de pilotage	Effet Xénon	7-8 heures pour le pic	-
	Borication / Dilution	15 minutes	-
	Barres de contrôle	Quasi-instantané	-
	Transitoire de puissance***	De la seconde à la minute	-

* En première approche, les coefficients d'antiréactivité sont considérés constants, car on suppose que près du fonctionnement nominal, les températures moyennes du modérateur et du combustible varient peu.

** Valeur en début de vie du combustible. Le coefficient varie en fonction de la concentration du bore.

*** Le temps caractéristique d'un transitoire de puissance est ajouté pour information comme aide à la lecture, d'après le Chapitre I.

Seules les contre-réactions ou les régulations citées ci-après sont susceptibles d'avoir une influence sur la réactivité totale car elles interviennent durant le temps caractéristique des transitoires de puissance étudiés d'après le Tableau V-2, c'est-à-dire se déroulant sur une échelle de temps inférieure à la minute.

- L'effet modérateur : lorsque la température du modérateur $T_m(t)$ augmente, la densité de l'eau diminue. De ce fait, le ralentissement des neutrons issus de la fission est moins efficace. Il y a donc moins de neutrons ralentis et dits « thermalisés », et donc moins de fissions à la génération suivante, d'où une baisse de la réactivité. Cet effet est stabilisant puisque, pour toute augmentation de puissance et donc de température, la réactivité diminue. Le coefficient d'antiréactivité α_{T_m} s'exprime en pcm/°C, il doit rester largement négatif pour des raisons de sûreté.

$$\Delta\rho_{T_m}(t) = \alpha_{T_m} \times \Delta T_m(t), \text{ avec } \alpha_{T_m} < 0 \quad (\text{V-1})$$

- L'effet Doppler : Lorsque la température du combustible augmente, l'agitation thermique des noyaux entraîne un élargissement des résonances. Il s'ensuit une augmentation de l'intégrale effective de résonance, et notamment de celle du noyau ^{238}U majoritaire dans le cœur ; ce qui se traduit par une diminution du facteur anti-trappe p qui est la probabilité que possède le neutron de ne pas subir de la capture fertile pendant son ralentissement. Cet effet est stabilisant car il entraîne une diminution de la réactivité à la suite d'une augmentation de température du combustible. Il dépend de la température du combustible $T_c(t)$. Pour les besoins de l'équation, le α_{Dop} est exprimé soit en pcm/°C soit en pcm/% P_n .

$$\Delta\rho_{Doppler}(t) = \alpha_{Dop} \times \Delta T_c(t) \quad (\text{V-2})$$

- Les barres : l'insertion de réactivité des barres est appelée ρ_{ext} . C'est un élément extérieur à la géométrie du cœur, et concerne le pilotage. La modélisation de cette régulation est traitée en section V.3.2.

A l'échelle du cœur, la réactivité totale est égale à la somme des réactivités des contre-réactions. Le bilan de réactivité dans le cœur s'écrit sous la forme :

$$\Delta\rho_{totale} = \Delta\rho_{T_m} + \Delta\rho_{Doppler} + \Delta\rho_{ext} \quad (\text{V-3})$$

En résumé, connaître l’insertion de réactivité liée à chaque contre-réaction donne accès à la réactivité totale, qui elle-même donne accès à l’évolution temporelle de la puissance totale, d’après les équations de la cinétique point. En outre, c’est la réactivité qui permet de coupler la neutronique à la thermohydraulique.

V.3.1.2. Modèles de thermique et d’hydraulique

• **Modèles de thermique en 0D dans le cœur :**

Ce paragraphe décrit la modélisation des échanges thermiques des crayons combustibles avec le caloporteur eau, ce qui permet d’en déduire les variations de température dans les différents composants du cœur (combustible, gaine, caloporteur eau), indispensables au calcul de la réactivité (cf. Figure V-7). L’étude est restreinte à la modélisation en 0D d’un seul crayon combustible représentatif de l’ensemble des crayons du cœur, car l’évolution des températures moyennes suffit pour coupler la cinétique point à la thermique du cœur.

Comme indiqué sur la Figure V-8, une fois la puissance produite par la réaction en chaîne dans le combustible, cette puissance est échangée par conduction entre le combustible et la gaine en Zircaloy (alliage de zirconium). Ensuite, la puissance est transmise par convection entre la gaine et le caloporteur eau. Le caloporteur circule par convection forcée dans le circuit primaire, grâce aux pompes primaires, vers les générateurs de vapeur (GV). Pour calculer l’échauffement moyen des matériaux et des fluides, il est nécessaire de déterminer les évolutions temporelles moyennes des températures de la gaine, du combustible et de l’eau pour un crayon moyen. Cela revient à résoudre l’équation de conservation de l’énergie dans les différents matériaux et fluides successifs (combustible, gaine et eau) du crayon représentatif.

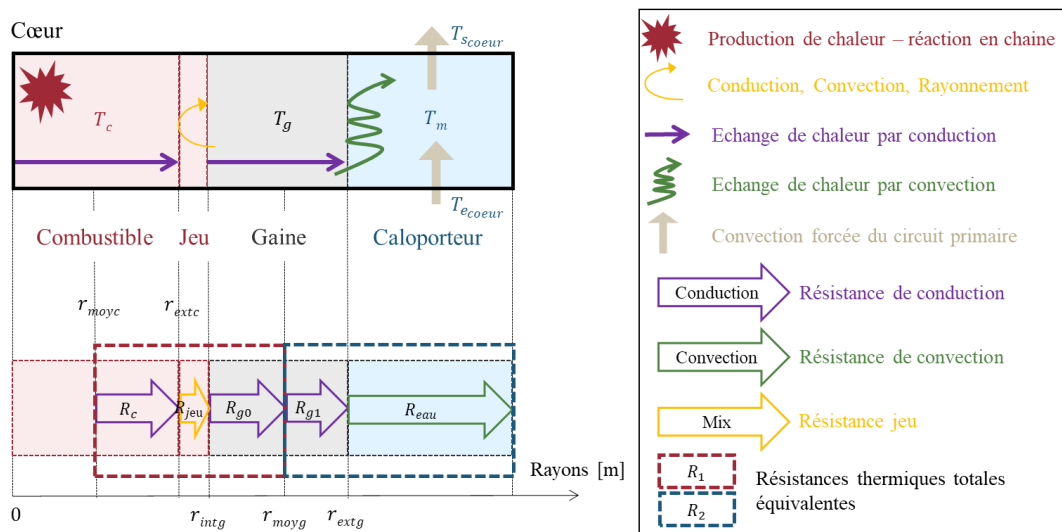


Figure V-8 : Schématisation des échanges thermiques entre le combustible, la gaine et le caloporteur et résistances thermiques associées

Pour ce faire, il existe une analogie thermique / électrique permettant de calculer les échanges de chaleur entre matériaux ou fluides (cf. Annexe E). Afin d’appliquer le bilan enthalpique à chaque interface, il est nécessaire de déterminer les résistances thermiques issues de cette analogie : elles correspondent à la « résistance » du matériau (solide ou fluide) au passage d’un flux de chaleur. On suppose que les propriétés physiques des matériaux (capacités calorifiques, masses volumiques ou conductivité thermiques) sont indépendantes de la température (hypothèse valable au vu des faibles variations de température pour le transitoire considéré), et donc que les valeurs de résistance sont constantes. Les résistances thermiques diffèrent en fonction du type d’échange thermique ; conduction, convection et/ou rayonnement.

Les résistances thermiques totales, conformément à la Figure V-8 sont données ci-dessous.

$$\begin{aligned} R_1 &= R_c + R_{jeu} + R_{g0} \\ R_2 &= R_{g1} + R_{eau} \end{aligned} \quad (V-4)$$

Le détail des résistances thermiques dans le combustible et dans l'eau est donné ci-dessous à titre d'exemple. Se référer à l'Annexe E pour le complément sur les résistances thermiques.

Résistance de conduction dans le combustible (configuration cylindrique) :

$$R_c = \frac{\ln\left(\frac{r_{extc}}{r_{moyc}}\right)}{2\pi \cdot \lambda_c \cdot H_c} \quad (V-5)$$

Avec :

- λ_c : conductivité thermique de conduction du combustible UO_2
- r_{extc} : rayon extérieur de la pastille combustible
- r_{moyc} : rayon moyen dans le combustible correspondant au rayon où la température dans le combustible est moyenne¹⁹

Résistance de convection du caloporteur sur la gaine (configuration cylindrique) :

$$R_{eau} = \frac{1}{h_{eau} \cdot 2\pi \cdot r_{extg} \cdot H_g} \quad (V-6)$$

Avec :

- h_{eau} : coefficient d'échange global de l'eau par convection
- r_{extg} : rayon extérieur de la gaine combustible
- H_g : hauteur de gaine d'un crayon combustible

Le coefficient d'échange global h_{eau} est déterminé à l'aide d'une corrélation sur le nombre de Nusselt dépendant de l'écoulement dans le cœur, et donc recalculé à chaque pas de temps. La corrélation de Dittus-Boelter [82], utilisée notamment dans CATHARE, semble adaptée à la modélisation d'un écoulement turbulent le long d'un faisceau de crayons combustibles.

Une fois les résistances thermiques calculées, on résout successivement les équations de conservation de l'énergie (ou bilan d'enthalpie) dans les différents matériaux et/ou fluides (combustible, gaine et eau).

Le bilan sur la zone fissile (combustible seulement) d'un crayon combustible est donné ci-dessous en exemple de l'application du bilan enthalpique.

$$(\rho c_p V)_c \frac{dT_c(t)}{dt} = W_{th_{tot}}(t) - P_{cond\ c \rightarrow g} \quad (V-7)$$

Puis,

$$(\rho c_p V)_c \frac{dT_c(t)}{dt} = +W_{th_{tot}}(t) - \frac{T_c(t) - T_g(t)}{R_1} \quad (V-8)$$

Avec :

- ρ_c et c_{p_c} : masse volumique et capacité calorifique massique du combustible

¹⁹ Ce rayon est calculé à partir de l'équation de la chaleur qui donne le profil de chaleur dans un crayon combustible et dans la gaine.

- $V_c = \pi \cdot r_{ext_c}^2 \cdot H_c$: volume de contrôle correspondant à la zone fissile d'un crayon combustible représentatif
- $T_c(t)$ et $T_g(t)$: températures moyennes du combustible et de la gaine
- $W_{th_{tot}}(t)$: puissance thermique totale dans le cœur
- $P_{cond\ c \rightarrow g}$: puissance échangée par conduction entre le combustible et la gaine ; elle dépend de la résistance thermique entre le combustible, le jeu dans le crayon et la gaine via la résistance thermique équivalente R_1 comme présenté en Figure V-8.

De la même façon, la température moyenne dans le modérateur $T_m(t)$, est reliée à l'évolution de la température moyenne dans la gaine $T_g(t)$ qui est elle-même déduite à partir de la température combustible et des résistances thermiques. Le bilan sur le volume d'eau autour d'un crayon combustible dans le cœur est présenté sur l'équation ci-dessous.

$$\rho_{eau} c_{p_{eau}} V_{canal} \frac{dT_m(t)}{dt} = P_{conv\ g \rightarrow cal} + P_{in} - P_{out} \quad (V-9)$$

D'où

$$\frac{dT_m(t)}{dt} = \frac{1}{\rho_{eau} c_{p_{eau}} V_{canal}} \frac{T_g(t) - T_m(t)}{R_2} + \frac{Q_{v_{canal}}}{V_{canal}} (T_{e_{cœur}}(t) - T_{s_{cœur}}(t)) \quad (V-10)$$

Avec :

- ρ_{ceau} et $c_{p_{eau}}$: masse volumique et capacité calorifique massique du caloporteur eau
- $V_{canal} = \left(\frac{l_{ass}^2}{n} - \pi r_{ext_g}^2 \right) H_g$: volume d'eau autour d'un crayon combustible dans le cœur, ce qui est équivalent au canal hydraulique compris entre 4 crayons avoisinants
- $T_m(t)$ et $T_g(t)$: températures moyennes du caloporteur et de la gaine
- $P_{conv\ g \rightarrow cal}$: puissance échangée par convection entre la gaine et le caloporteur : elle dépend de la résistance thermique R_2 , cf. Figure V-8
- P_{in} et P_{out} : puissance d'entrée et sortie du cœur amenées par le caloporteur par convection forcée
- $Q_{v_{canal}}$: débit volumique du fluide dans le circuit primaire
- $T_{e_{cœur}}(t)$ et $T_{s_{cœur}}(t)$: températures moyennes en entrée et sortie du cœur

D'après l'équation (V-11), la température du modérateur dépend des températures moyennes en entrée $T_{e_{cœur}}(t)$ et sortie du cœur $T_{s_{cœur}}(t)$. En première approche, on suppose que la température moyenne du cœur est calculée de telle sorte qu'elle soit égale à la moyenne des températures entrée et sortie cœur [40], [37], déduites à partir de l'évolution des températures dans le circuit primaire (cf. Figure V-9).

$$T_m(t) = \frac{T_{e_{cœur}}(t) + T_{s_{cœur}}(t)}{2} \quad (V-11)$$

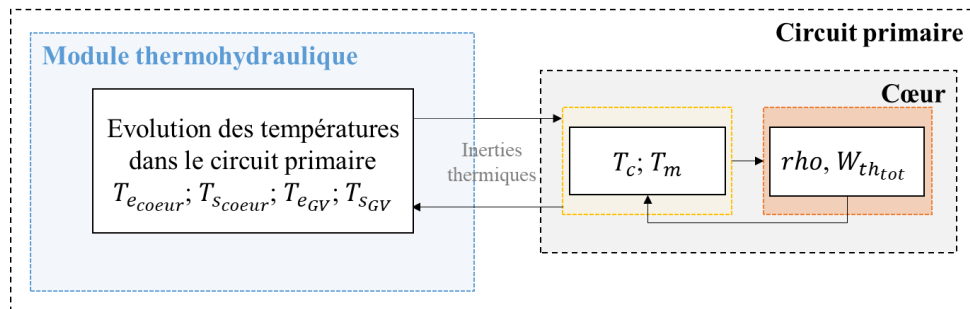
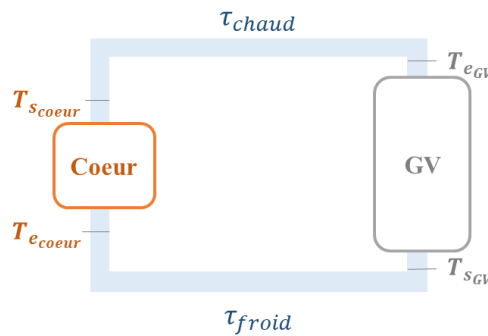


Figure V-9 : Schématisation du calcul de l'évolution des températures dans le circuit primaire

- **Transport de la chaleur dans le circuit primaire :**

Le débit primaire est fixé par la vitesse constante de rotation des pompes, et la pression est imposée à 155 bar, donc certains composants du circuit primaire à savoir le pressuriseur et les pompes primaires, ne sont pas pris en compte dans la suite. Cette hypothèse est possible car on se place en fonctionnement normal (hors incidentel / accidentel) où la régulation de la pression est effective.

Pour des raisons de minimisation des temps de calculs, on considère une seule boucle équivalente du circuit primaire au lieu de quatre boucles sur un REP 1300 MW. Un bilan d'énergie sur les branches chaude et froide équivalentes du circuit primaire indique l'évolution de la puissance et des températures dans le GV en fonction de la puissance et des températures dans le cœur. La Figure V-10 illustre le propos.


Figure V-10 : Schématisation du circuit primaire

On obtient une équation différentielle du 1^{er} ordre avec pour constante de temps (*i.e.* temps de retard) le temps de transit entre l'entrée et la sortie de la branche. Par exemple, pour la branche chaude entre la sortie du cœur et l'entrée du GV, les températures sont régies par l'équation suivante.

$$\frac{dT_{e_{GV}}(t)}{dt} + \frac{T_{e_{GV}}(t)}{\tau_{chaud}} = \frac{T_{s_{coeur}}(t)}{\tau_{chaud}} - \frac{\alpha_{branche_{chaude}}}{\rho_{eau}c_{p_{eau}}V_{branche_{chaude}}}W_{th_{tot}} \quad (V-12)$$

Avec :

- $\tau_{chaud} = \frac{V_{branche_{chaude}}}{Q_v}$: temps de retard dans la conduite chaude, *i.e.* temps de transit entre la sortie du cœur et l'entrée du GV
- $V_{branche_{chaude}}$: volume d'eau dans la branche chaude
- Q_v : débit volumique total du circuit primaire en fonctionnement nominal
- $T_{e_{GV}}(t)$: température en entrée du GV
- $\alpha_{branche_{chaude}}$: coefficient de fuites thermiques le long de la branche chaude

De la même manière, on détermine l'équation différentielle pour la branche froide, entre la sortie du GV et l'entrée du cœur.

$$\frac{dT_{e_{coeur}}(t)}{dt} + \frac{T_{e_{coeur}}(t)}{\tau_{froid}} = \frac{T_{s_{GV}}(t)}{\tau_{froid}} - \frac{\alpha_{branche_{froide}}}{\rho_{eau}c_{p_{eau}}V_{branche_{froide}}}P_{GV}(t) \quad (V-13)$$

Avec :

- $\tau_{froid} = \frac{V_{branche\ froide}}{Q_v}$: temps de retard dans la conduite froide, *i.e.* temps de transit entre la sortie du GV et l'entrée du cœur
- $V_{branche\ froide}$: volume d'eau dans la branche froide
- Q_v : débit volumique total du circuit primaire en fonctionnement nominal
- $T_{sGV}(t)$: température en sortie du GV
- $\alpha_{branche\ froide}$: coefficient de fuites thermiques le long de la branche froide
- $P_{GV}(t)$: puissance équivalente échangée aux GV

Les fuites sont considérées nulles dans la suite, cette hypothèse étant valide car elles sont négligeables dans un REP (< 1%) pour les phénomènes que l'on souhaite observer [79].

Cette dernière équation relie la puissance thermique apportée aux générateurs de vapeur en fonction des températures dans le cœur et le circuit primaire. Il reste à relier cette puissance au reste du réacteur.

La puissance thermique transmise aux générateurs de vapeur côté primaire, $P_{GV}(t)$, est choisie comme condition limite du modèle thermohydraulique. Il reste à déterminer la loi de P_{GV} en fonction du temps à imposer en entrée du modèle.

• **Loi de la puissance GV en fonction du temps :**

En première approche, la puissance thermique extraite au GV dépend de la puissance électrique produite modulo un temps de retard et un rendement. La Figure V-11 schématise la prise en compte de cette condition limite en plus du reste du modèle décrit précédemment.

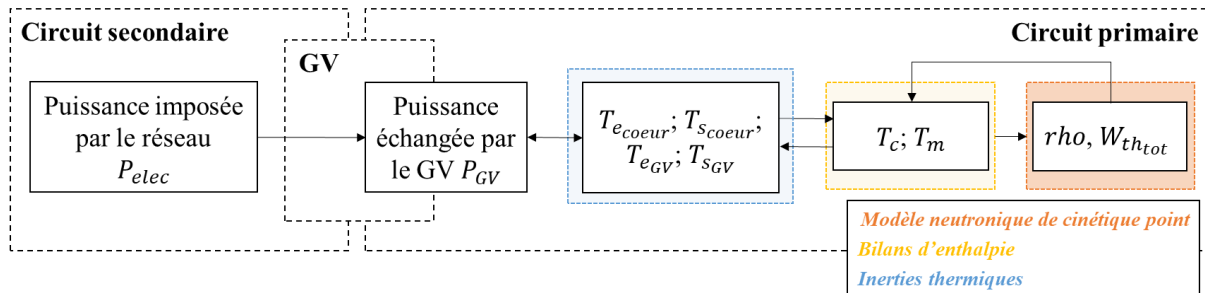


Figure V-11 : Schématisation de la condition limite du modèle

L'inertie thermique des structures du GV, le retard lié à l'écoulement de la vapeur dans le secondaire, et l'inertie due à la conversion électromécanique (chaîne de régulation pilotant l'ouverture de la vanne d'admission turbine) sont combinés dans une inertie équivalente. Cette inertie est de l'ordre de quelques dizaines de secondes pour la conversion de l'énergie électrique en thermique au GV [79].

La puissance extraite au GV est supposée proportionnelle à la puissance imposée par le réseau, d'après l'équation (V-14) pour de faibles variations de puissance depuis le point de fonctionnement nominal. Ce facteur tient compte de la dégradation du rendement du cycle thermodynamique du circuit secondaire en fonction du niveau de puissance entre 90%Pn et 100%Pn. Cette modélisation est suffisante car les transitoires de puissance étudiés se situent proches du fonctionnement nominal. Enfin, le rendement optimal de conversion électromécanique est calculé de telle sorte que toute la puissance appelée par le réseau soit transmise à la turbine, ce qui est acceptable car en réalité, ce rendement du groupe alternateur est de 99% en régime permanent.

$$P_{GV}(t) = \eta \cdot P_{elec}(t) \tag{V-14}$$

Avec :

- η : rendement dépendant de la puissance thermique totale du cœur calculé par une loi linéaire fonction de la puissance entre $90\%P_n$ et $100\%P_n$ en première approche
- P_{GV} : puissance thermique extraite aux GV
- P_{elec} : puissance électrique imposée par le réseau

La non-modélisation des échanges dans les GV et le circuit secondaire est préliminaire, mais jugée acceptable en première approche, au regard des transitoires étudiés. C'est pourquoi, dans la suite, l'entrée du modèle Matlab n'est pas la consigne idéale d'une rampe de puissance électrique mais une interpolation de la puissance électrique obtenue dans la réalité (ou via le simulateur décrit en section V.4) pour le transitoire considéré, ou encore une extrapolation de la puissance électrique à partir de ce même simulateur pour les transitoires plus contraints (cf. section V.5).

Finally, grâce à cette modélisation systémique, il est possible de relier l'évolution de la puissance électrique imposée par le réseau à la puissance produite par le cœur et d'observer les évolutions des grandeurs dans le circuit primaire et le cœur. Néanmoins, seuls les phénomènes « naturels » de dynamique libre (contre-réactions dues à l'effet Doppler ou à l'effet modérateur) et ne nécessitant aucune intervention d'un opérateur extérieur ou d'une régulation automatique sont pour l'instant pris en compte. L'insertion de réactivité des barres dite ρ_{ext} est jusque là nulle. Or, lors d'un transitoire actuel de réglage primaire, il se peut que des régulations s'activent.

V.3.2. Modélisation de la régulation de la puissance

V.3.2.1. Hypothèse sur la modélisation des régulations

Même si des références existent pour modéliser fidèlement les différentes régulations d'un REP, cela reste complexe au vu du degré de détail nécessaire pour l'outil et inadapté pour la modélisation des phénomènes dans la thèse à savoir le réglage primaire de fréquence. Par exemple la thèse [40] propose un modèle des régulations associées au mouvement des barres principalement pour l'étude du suivi de charge ; le schéma de calcul choisi anticipe la variation de température de sorte à compenser la variation de puissance grâce à une courbe de calibrage qui donne la position des GCP en fonction de la variation de puissance, dans le cas de transitoires de fortes puissances.

Pour rappel, l'outil doit être capable de reproduire les transitoires liés au réglage de fréquence primaire actuel. Néanmoins, les exigences du réseau en matière de contrôle de fréquence primaire peuvent évoluer dans les décennies à venir ; les transitoires réalisés deviendront certainement plus contraignants. L'outil doit être alors capable de prendre en compte cette évolution. Pour cela, deux hypothèses principales sont faites au sujet des transitoires de puissance considérés dans le cadre du réglage de fréquence primaire :

- Les rampes de puissance électrique peuvent être supérieures à $5\%P_n/min$ selon le Chapitre IV ;
- Une amplitude de variation de puissance plus élevée que $2,5\%P_n$ est envisagée.

Dans la suite, des transitoires de puissance avec des amplitudes et des rampes plus élevées que ceux classiquement de l'ordre du réglage de fréquence primaire sont donc considérés. Ces transitoires peuvent subir des amplitudes du même niveau que l'ensemble des réglages de fréquence (primaire, secondaire ou tertiaire). En d'autres termes, un nouveau contrôle de fréquence primaire équivalent est introduit ; il inclut les trois contrôles de fréquence, également appelé « **réglage de fréquence équivalent** ». Techniquement, ce contrôle équivalent reste un contrôle de fréquence primaire avec les contraintes associées (réponse continue aux variations du réseau et aux occurrences répétées, ...). Ainsi, toutes les caractéristiques liées au réglage primaire de fréquence restent les mêmes à l'exception de l'amplitude de la variation qui peut être augmentée de manière significative ainsi que la rampe de puissance demandée.

On considère que la valeur seuil $2,8\%P_n$ d'activation de la régulation GCP n'est pas modifiée, c'est-à-dire que pour de petites amplitudes, la régulation ne s'active pas du tout.

Une fois cette hypothèse sur le réglage de fréquence équivalent, il est possible d'introduire un modèle de régulation équivalent.

V.3.2.2. Description de la modélisation de la régulation de puissance

En première approche, une seule régulation équivalente agissant sur la puissance du cœur est modélisée pour accélérer la dynamique de réponse du réacteur en cas de perturbation électrique en accord avec l'hypothèse présentée ci-avant.

Comme le montre la Figure V-12, la régulation équivalente modélisée dans l'outil dépend de l'écart entre la puissance extraite au GV P_{GV} et la puissance thermique du cœur $W_{th_{tot}}$, puis ajuste cet écart en fonction d'un coefficient proportionnel, d'après l'équation (V-15). La puissance GV est calculée à partir de la puissance électrique d'après l'équation (V-14).

$$rho_{ext} = k (P_{GV} - W_{th_{tot}}) \quad (V-15)$$

La régulation ne s'active pas immédiatement, une « bande morte » sur l'écart de puissance est incluse ; il faut attendre un certain écart de puissance entre la consigne et la puissance du cœur avant que la régulation ne s'active, afin de prendre en compte le temps d'activation et d'effets des barres sur le comportement du cœur. Une saturation représentant la vitesse maximale d'insertion des barres v_{max} est également ajoutée au modèle. Finalement, cette régulation permet de déduire la réactivité extérieure rho_{ext} modélisant l'apport de réactivité des barres de commandes. Cette réactivité extérieure influe alors sur le bilan de réactivité d'après l'équation (V-3).

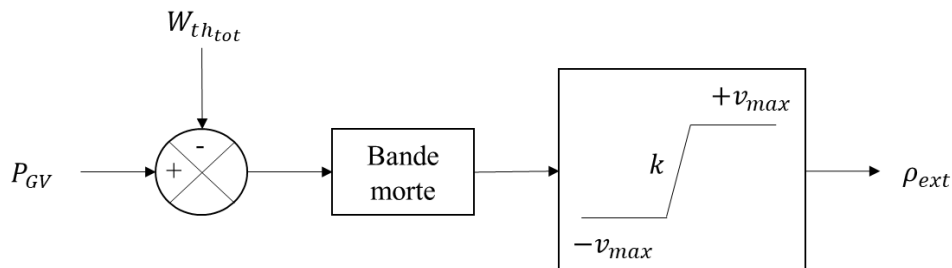


Figure V-12 : Schéma de principe de la régulation équivalente sur la puissance du cœur

Le Tableau V-3 précise le rôle de la régulation équivalente du modèle et sa correspondance avec les régulations réelles dans un REP.

Tableau V-3 : Correspondance entre les régulations réelles et le modèle

	Régulation GRT	Régulation GCP	Régulation GTA
Dynamique libre	-	-	X
Réglage de fréquence équivalent	-	X	X
Réglage de fréquence primaire	X	-	X
Réglage de fréquence secondaire et tertiaire	X	X	X

En conclusion de la description du modèle, la Figure V-13 résume la modélisation globale du réacteur REP 1300 MW implémenté sous Matlab. Le modèle permet de piloter la puissance extraite au réseau, et d'observer le comportement de la puissance dans le cœur. Avant d'utiliser l'outil, l'étape de validation du modèle est essentielle.

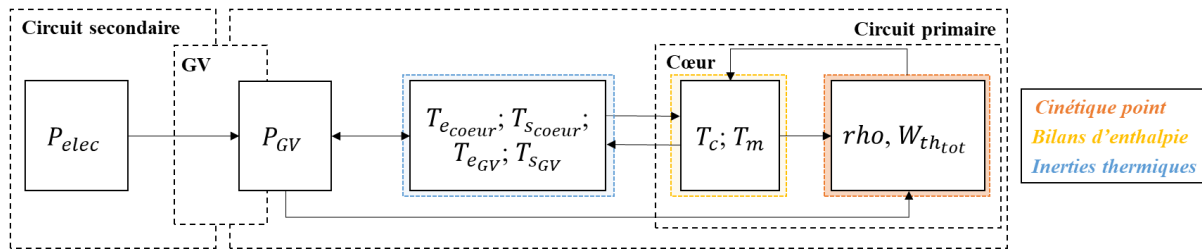


Figure V-13 : Schématisation de la modélisation globale du réacteur

V.4. Validation du modèle avec le simulateur PWR-C-1300

Afin d'explorer les possibilités du modèle sur l'amélioration du design en matière de flexibilité, il est nécessaire de le valider afin de s'assurer que les hypothèses faites sont justifiées et pertinentes, et que le modèle de réacteur REP 1300 MW peut être utilisé pour mettre en évidence des études de tendance sur la conception de réacteur flexible (section V.6). Ce travail de validation sert tout d'abord à confirmer les caractéristiques retenues pour la modélisation d'un REP 1300 MW. D'autre part, il sert à justifier les choix faits lors de la modélisation au sujet de la régulation de la puissance.

Pour effectuer cette validation, nous utilisons le simulateur PWR-C-1300. Les transitoires de référence issus de PWR-C-1300 (voir section V.2.2.2) et ceux obtenus avec Matlab sont tout d'abord comparés dans le but de valider le modèle. A la fin de cette section, le domaine de validité du modèle est précisé.

V.4.1. Validation des cas de référence

Cette section présente, pour les cas de référence décrits ci-avant, la comparaison des transitoires obtenus avec :

- le simulateur académique PWR-C-1300, nommé « PWR-C-1300 » ; et
- le modèle élaboré sous Matlab de REP 1300 MW_e (voir section V.3), appelé « Matlab ».

L'objectif de cette comparaison est de valider d'une part les caractéristiques retenues pour modéliser un réacteur REP 1300 MW_e et d'autre part de vérifier le comportement du modèle dans le cas du suivi de réseau et du suivi de charge ainsi que de valider la modélisation simplifiée de la régulation de puissance. Comme indiqué précédemment, le point de fonctionnement initial est de 100%P_n de sa puissance nominale, soit 3900 MW_{th} environ ou 1350 MW_e.

V.4.1.1. Validation du suivi de charge

La Figure V-14 montre la comparaison des puissances électrique et thermique obtenues pour un transitoire classique de suivi de charge, c'est-à-dire une chute de puissance de 10%P_n pendant 2 minutes, la rampe imposée est de 5%P_n/min. La puissance électrique du simulateur PWR-C-1300 est utilisée en donnée d'entrée du modèle Matlab.

La puissance produite par le cœur en conséquence est similaire au cas de référence ; l'écart final de chute de puissance cœur est quasi-identique (erreur < 1%) entre les deux outils. De plus, les pentes de puissance cœur sont également très proches. En première approche, le gradient maximal de puissance thermique cœur permet de quantifier cette pente. Le gradient maximal atteint localement 4,7%P_n/min pour le simulateur contre 5%P_n/min avec Matlab ; l'écart entre les deux est donc faible et jugé acceptable.

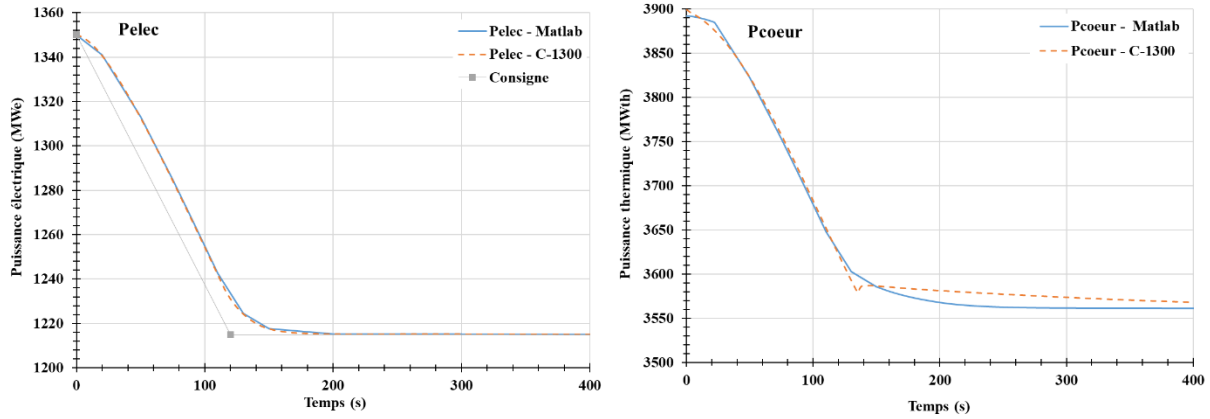


Figure V-14 : Puissances électrique et thermique cœur pour le cas de validation Matlab

L'évolution de la puissance cœur est l'image de la température combustible, présentée en Figure V-15, où se produit la réaction en chaîne, conformément à l'équation (V-8). Le chargement thermique sur le combustible, qui se traduit par le gradient de la température combustible, est quasiment identique entre la référence PWR-C-1300 et Matlab. Un léger écart sur la température finale combustible persiste, inférieur à 10% d'erreur relative, ce qui est jugé acceptable pour la validation.

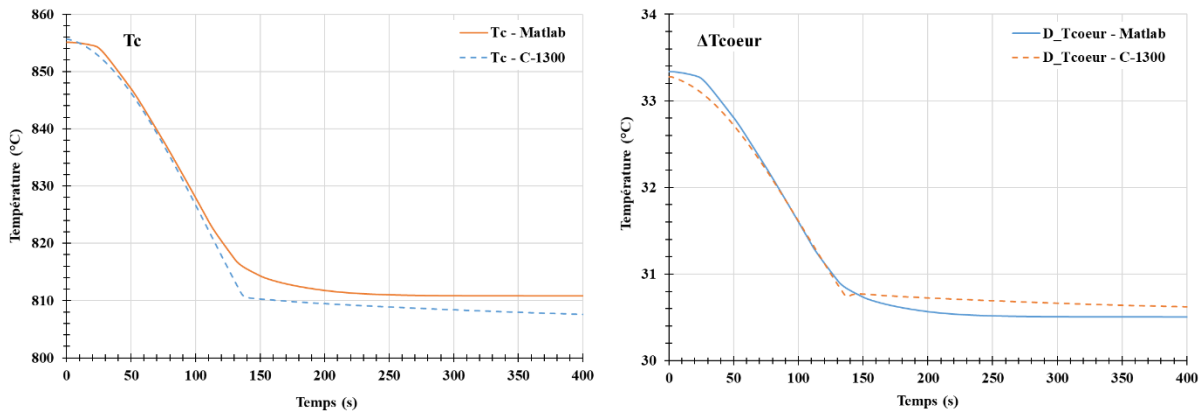


Figure V-15 : Température combustible T_c (à gauche) et écart de température dans le cœur $\Delta T_{\text{cœur}}$ (à droite) pour le cas de validation

Ce travail de validation montre que le modèle rend compte correctement du comportement du réacteur en cas de suivi de charge. La régulation équivalente retenue dans Matlab est, certes, simplifiée, mais elle permet de calculer correctement l'évolution de la puissance cœur.

Concernant les températures dans le cœur, le différentiel de température entre l'entrée et la sortie du cœur calculé à chaque instant semble tout à fait satisfaisant d'après la Figure V-15. Cet indicateur sur les températures, calculé comme suit, est conservé dans la suite.

$$\Delta T_{\text{cœur}}(t) = T_{s_{\text{cœur}}}(t) - T_{e_{\text{cœur}}}(t) \quad (\text{V-16})$$

De la même façon on définit l'écart de température entre la sortie et l'entrée du GV.

$$\Delta T_{\text{GV}}(t) = T_{s_{\text{GV}}}(t) - T_{e_{\text{GV}}}(t) \quad (\text{V-17})$$

Pour les transitoires de forte puissance, cette section confirme que le modèle Matlab est correct. La section suivante traite du comportement du modèle pour de faibles amplitudes, c'est-à-dire pour un réglage primaire de fréquence traditionnel.

V.4.1.2. Validation du suivi de réseau

Dans le cas du suivi de réseau traditionnel, la régulation GRT peut s'activer, ce qui est le cas, d'après la Figure V-16, à partir de 80 secondes. C'est un transitoire où une baisse de $2,5\%P_n$ en 1 minute avec une rampe de $2,5\%P_n/min$ est demandée. Le comportement de la puissance cœur du modèle Matlab ne semble satisfaisant qu'au début du transitoire (jusqu'à 80 secondes). Ce début de transitoire peut correspondre à une dynamique libre.

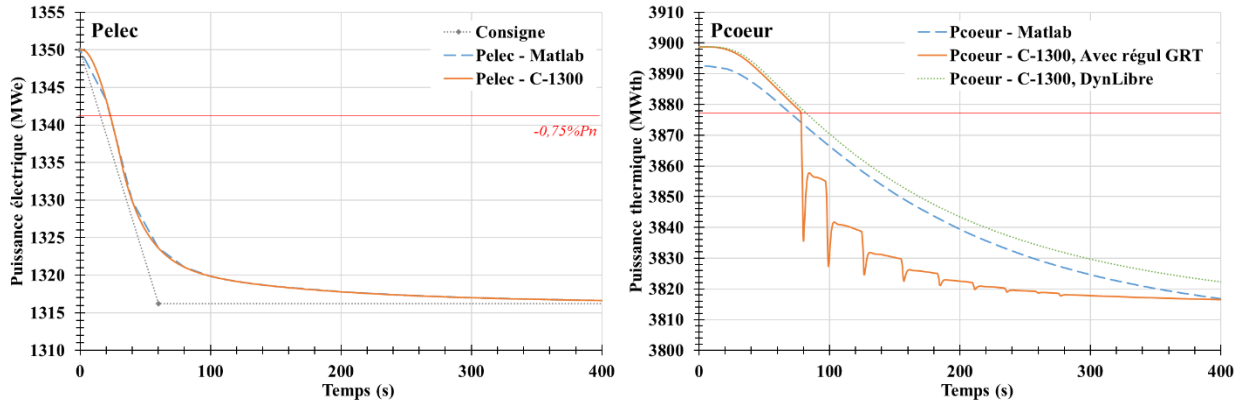


Figure V-16 : Comparaison des puissances électrique et thermique pour le cas de validation en suivi de réseau

Cela signifie qu'entre environ $0,75\%P_n$ et $2,5\%P_n$ de puissance électrique, le modèle n'est pas satisfaisant. Cependant, en dynamique libre, nous voyons que la réponse temporelle et la dynamique du modèle sont correctes. Une légère déviation de moins de 1% subsiste mais elle n'est pas significative. Les pertes stationnaires, observées dès l'instant initial, correspondent à la puissance des pompes primaires qui ne sont pas modélisées dans l'outil. Concernant les températures, les résultats du modèle sont corrects, comme le montre la Figure V-15. La différence maximale entre Matlab et le simulateur est de l'ordre de 1°C pour les deux cas en dynamique libre.

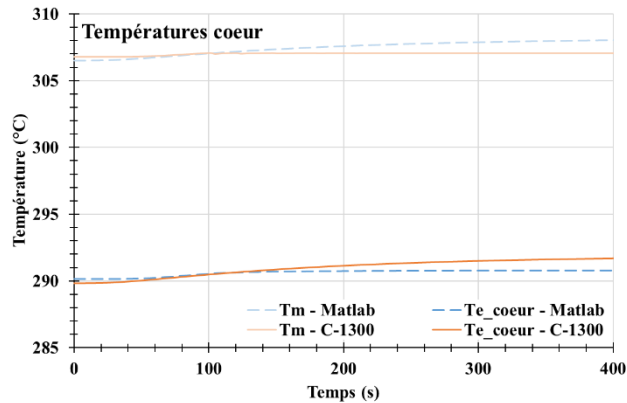


Figure V-17 : Comparaison des températures dans le cœur pour le cas de validation en suivi de réseau

Avant d'étudier le modèle de réacteur sous contraintes, concentrons-nous sur le domaine de validité du modèle.

V.4.2. Domaine de validité du modèle

Cette section récapitule les plages acceptables pour l'utilisation du modèle, c'est-à-dire le domaine de validité du modèle d'après les transitoires observés ci-avant. Le domaine est présenté sur le Tableau V-4. Par ailleurs, les transitoires étudiés sont toujours à la baisse ; on considère que le comportement du cœur est quasi symétrique en première approche.

Tableau V-4 : Domaine de validité du modèle

Amplitude de variation de la puissance électrique	Validité	Condition
0% à 0,75%Pn	Oui	Dynamique libre
0,75%Pn à 2,5%Pn	Non	
> 2,5%Pn	Oui	
		Utilisation de la régulation équivalente requise

Pour le cas particulier des transitoires étudiés dans la suite, *i.e.* des transitoires de relativement forte amplitude, le modèle est bon, mais il nécessitera des travaux supplémentaires afin d'être utilisé pour l'étude de transitoires d'amplitudes plus modestes entre 0,75%Pn et 2,5%Pn. En première approche, le domaine de validité en vert présenté sur le Tableau V-4 est suffisant pour étudier l'impact des transitoires contraints sur un réacteur nucléaire.

En conclusion de cette section de validation, le modèle élaboré sous Matlab est satisfaisant pour les objectifs visés sur la partie conception nucléaire. Les caractéristiques du REP 1300 MW retenues sont validées à l'équilibre et pour des transitoires de puissance du domaine de validité. La modélisation d'une régulation équivalente est suffisante et permet de répondre fidèlement aux variations de puissance électrique pour les transitoires d'amplitude supérieure à 2,5%Pn. Le degré de détail choisi est suffisant pour restituer la physique des transitoires et donc pour s'inscrire dans le cadre d'une démarche globale. Il est désormais possible d'étudier le comportement du modèle lorsque les variations de puissance appelée par le réseau deviennent plus contraignantes.

V.5. Comportement du modèle dans un contexte contraint

Cette section a pour but de mettre en lumière le comportement du modèle de réacteur REP décrit ci-avant en matière de flexibilité lorsque le transitoire est supérieur à 5%Pn/min. Au préalable, il est nécessaire de définir des grandeurs ou indicateurs permettant de quantifier les capacités d'un réacteur vis-à-vis de la sûreté, du pilotage ou de la dynamique de réponse.

V.5.1. Identification des grandeurs d'intérêt

Une liste non-exhaustive d'indicateurs pertinents pour caractériser les aptitudes du réacteur lors de transitoires imposés par la puissance électrique sont présentés dans le Tableau V-5. Comme mentionné dans la partie sur la description du modèle (section V.3), nous pouvons restreindre ces indicateurs à des grandeurs moyennes pour estimer les tendances du réacteur en première approche. En effet, la modélisation retenue est en *OD*.

On distingue trois types d'indicateurs ;

- Les gradients moyennés sur 1 seconde, dont seulement la valeur extrême est retenue ;
- Les indicateurs stationnaires calculés entre deux états d'équilibre (début et fin du transitoire) ;
- Les temps de réponse calculés lorsque la grandeur a atteint 95% de sa valeur finale.

Sur ce tableau, on peut noter que :

- $\Delta\rho_{ext}$ et ΔT_{coeur} sont calculés entre le début et la fin du transitoire au contraire des autres qui donnent une information sur l'état de la grandeur à un instant du transitoire.
- Certains indicateurs caractérisent la performance du réacteur face à une perturbation, *i.e.* sa capacité à réagir plus ou moins rapidement. D'autres indicateurs traitent davantage de la sûreté du réacteur dans le but de les comparer à une valeur théorique. Enfin, le recours au pilotage est également caractérisé par quelques grandeurs.
- $\Delta\rho_{ext}$ donne une indication sur l'utilisation de la régulation et dans quelle mesure.

Etudions le modèle Matlab validé ci-avant pour des rampes de puissance plus fortes que $5\%P_n/min$ imposées jusqu'à présent afin d'observer le comportement du modèle sous contraintes. Les caractéristiques obtenues avec Matlab pour le suivi de réseau (sans régulation) lors de la validation sont retenues comme référence dans la suite. Elles représentent les capacités actuelles d'un réacteur en matière de sûreté, performance et pilotage.

Tableau V-5 : Récapitulatif des grandeurs retenues

Grandeurs d'intérêt	Unité	Définition	Phénomène représenté
$\frac{\Delta}{\Delta t} P_{GV}$	MW/s	Gradient de puissance GV	Dynamique + Sûreté : fatigue thermique
$\frac{\Delta}{\Delta t} P_{coeur}$	MW/s	Gradient de puissance cœur	Dynamique + Sûreté : marge au flux critique
τ_{elec}^*	s	Temps de réponse à 95% de la puissance électrique	Dynamique : rapidité du réacteur
τ_{coeur}	s	Temps de réponse à 95% de la puissance cœur	Dynamique : rapidité du cœur
$\tau_{T_e-coeur}$, $\tau_{T_s-coeur}$, τ_{T_e-GV} , τ_{T_s-GV}	s	Temps de réponse à 95% sur les températures entrée / sortie du cœur et GV	Dynamique : rapidité du réacteur
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_c$	°C/s	Gradient de température combustible	Sûreté : interaction pastille – gaine
ΔT_{coeur}	°C	Ecart maximal de température dans le cœur en valeur absolue (sortie – entrée)	Sûreté : Fatigue thermique du cœur
$\frac{\Delta}{\Delta t} \Delta T_{coeur}$	°C/s	Gradient de température entre l'entrée et la sortie cœur	Sûreté : rupture des tubes GV
$\frac{\Delta}{\Delta t} \Delta T_{GV}^{**}$	°C/s	Gradient de l'écart de température entre l'entrée et la sortie GV	Sûreté : rupture des tubes GV
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{coeur}}$	°C/s	Gradient de température entrée cœur	Pilotage : régulation de température
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{GV}}$	°C/s	Gradient de température entrée GV	Sûreté : Fatigue du GV
$\Delta \rho_{ext}$	pcm	Amplitude maximale de réactivité insérée ou retirée par la régulation de puissance	Pilotage : régulation puissance

*Ce temps de réponse électrique est donné à titre indicatif car il ne dépend pas du modèle mais uniquement de la donnée d'entrée sur la rampe de puissance électrique. Pour la suite, on pourra utiliser le temps de réponse sur la température en entrée de GV à comparer au temps de réponse en sortie de cœur pour quantifier la rapidité des échanges dans le circuit primaire.

**L'écart de température dans le GV en fonction du temps dépend avant tout de la puissance électrique d'après le un bilan enthalpique (V-12) et la condition limite du modèle (V-14). Dès lors que la consigne d'entrée est identique, l'écart de température dans le GV est constant. Toutefois, la température d'entrée du GV peut s'avérer être un indicateur pertinent pour quantifier la fatigue GV due aux contraintes thermiques.

V.5.2. Influence de la rampe du transitoire sur le modèle

Le comportement du réacteur, sans aucune adaptation des paramètres du design, est étudié en premier lieu pour une demande en flexibilité accrue. Nous utilisons pour cela les différentes grandeurs décrites ci-avant pour observer le comportement du modèle. Une méthode d'analyse fondée sur des graphes radars est utilisée pour comparer les résultats. Le modèle est, dans cette section, étudié pour des rampes

de puissance électrique supérieures à $5\%Pn/min$. Ces transitoires correspondent à une potentielle évolution des attentes du nucléaire lors du réglage de fréquence.

L'amplitude de baisse de puissance de puissance est fixée à $10\%Pn$. D'après le Tableau V-4 sur le domaine de validité, la régulation équivalente est bien active. Deux rampes de puissance sont considérées, à savoir $-10\%Pn/min$ et $-15\%Pn/min$. Ce transitoire est directement comparé à la référence pour la rampe maximale actuelle de $-5\%Pn/min$. La Figure V-18 présente les évolutions des puissances pour les deux configurations.

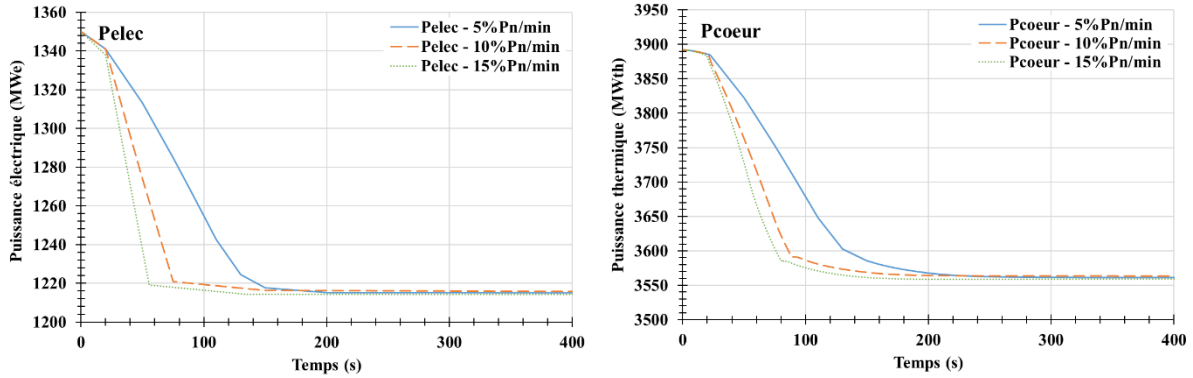


Figure V-18 : Comparaison des puissances électrique et thermique pour différentes rampes de puissance

Le Tableau V-6 accompagne la figure ci-dessus en indiquant les valeurs de différentes grandeurs d'intérêt. Seules les six grandeurs suivantes sont retenues pour comparer les trois transitoires ;

- $\frac{\Delta}{\Delta t} T_c$ renseigne sur le comportement du combustible et lien avec les problématiques d'IPG ;
- $\frac{\Delta}{\Delta t} \Delta T_{eGV}$ renseigne sur la fatigue thermique du GV ;
- τ_{coeur} renseigne sur le rapidité de réponse du cœur ;
- $\frac{\Delta}{\Delta t} P_{coeur}$ renseigne sur la réponse du cœur ;
- $\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{coeur}}$ renseigne sur la marge au flux critique ;
- $\Delta \rho_{ext}$ renseigne sur l'apport d'antiréactivité de la régulation le cas échéant.

La Figure V-18 montre que plus la rampe électrique est grande, plus la puissance du cœur réagit rapidement. En d'autres termes, le temps de réponse du cœur est plus rapide, ce qui est confirmé par le tableau. Mais, l'augmentation de la rampe électrique dégrade dans le même temps les indicateurs de sûreté, comme le gradient de température du combustible. On peut également constater que les contraintes thermiques sont affectées par l'augmentation de la rampe ; les gradients augmentent. De plus, on peut noter que la régulation est davantage sollicitée lorsque la rampe de puissance est faible d'après le Tableau V-6.

Finalement, une variation des grandeurs d'intérêt est observée. Cependant, à partir des résultats présentés ci-avant, les variations relatives selon l'indicateur ne sont pas mises en évidence. C'est l'objet de la suite de la section qui présente une autre méthode d'analyse de ces résultats à l'aide de graphe radar.

A partir des quatre gradients retenus, une normalisation unitaire par rapport au cas de référence $5\%Pn/min$ sur les différents transitoires considérés est effectuée. Le temps de réponse ainsi que l'insertion de réactivité externe ne sont pas inclus dans le processus de normalisation, car ce ne sont pas des grandeurs dynamiques mais calculées entre deux états d'équilibre. Elles sont donc présentées séparément (cf. Tableau V-6). La Figure V-19 présente un diagramme radar prenant en compte les

grandeurs normalisées avec une échelle logarithmique. Ce radar permet de visualiser autrement les résultats précédents, et facilite la comparaison entre chaque cas. Plus les indicateurs se retrouvent à l'extérieur du radar et donc du cas de référence (égal à 1) plus ces derniers sont dégradés. A l'inverse, plus les indicateurs tendent vers 0 et donc à l'intérieur du cas de référence, plus ils sont améliorés.

Tableau V-6 : Comparatif des grandeurs pour un transitoire contraint de -10%Pn/min

Indicateur	Unité	Cas de référence -5%Pn/min	Rampe contrainte -10%Pn/min	Rampe contrainte -15%Pn/min
$\frac{\Delta}{\Delta t} P_{coeur}$	MW/s	3,25 (4,65%Pn/min)	5,41 (8,46%Pn/min)	6,39 (12,86%Pn/min)
τ_{coeur}	s	166	113	99
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_c$	°C/s	0,41	0,64	0,80
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{GV}}$	°C/s	0,007	0,023	0,044
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{coeur}}$	°C/s	0,028	0,066	0,104
$\Delta\rho_{ext}$	pcm	76	69	61

Les trois configurations précitées sont représentées sur le radar. Le cas de référence à 5%Pn/min est représenté en bleu pointillé au milieu du radar (tous les indicateurs sont égaux à 1). Les indicateurs sont les plus dégradés pour le cas à 15%Pn/min, ce qui est pertinent car la demande en flexibilité est la plus grande. Le dernier cas à 10%Pn/min se situe entre les deux autres.

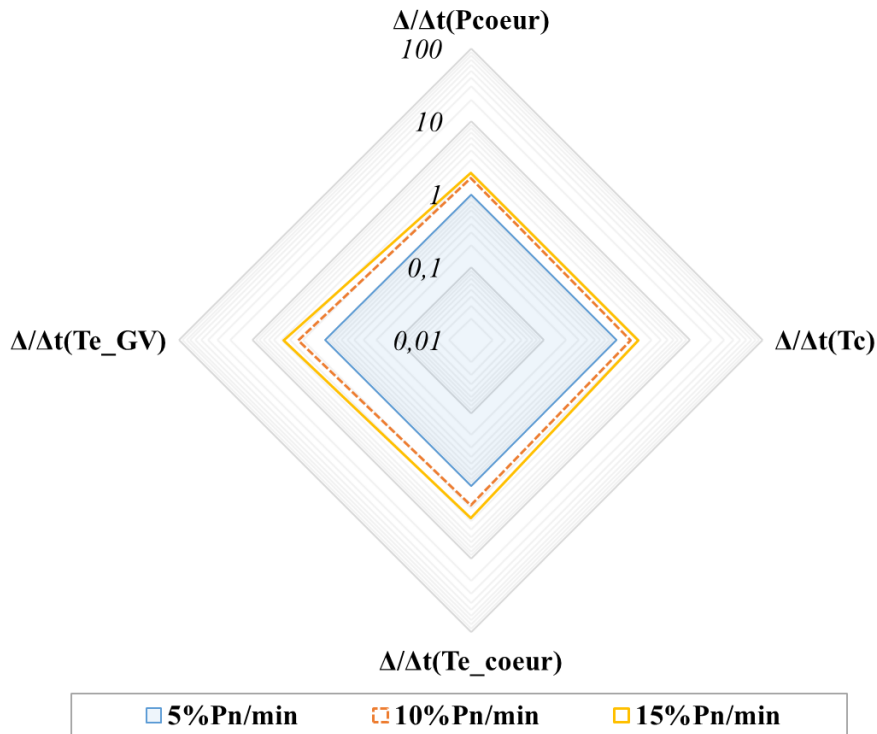


Figure V-19 : Radar pour différentes rampes de puissance

La figure met bien en évidence que les indicateurs de sûreté comme le gradient de température combustible sont dépassés lorsque la rampe de puissance électrique est contrainte. La section suivante tente de retrouver autant que possible les valeurs des indicateurs pour la rampe de référence à savoir 5%Pn/min à l'aide d'un « retour » sur conception.

V.6. Etudes de sensibilité vers plus de flexibilité

Ce modèle est capable de répondre théoriquement à des transitoires contraints dont la rampe de puissance imposée est supérieure à $5\%Pn/min$. Toutefois, des indicateurs choisis pour caractériser la sûreté ou les performances du réacteur s'éloignent de la valeur de référence. C'est pourquoi nous proposons de quantifier l'impact de certains paramètres de conception lors de transitoires contraints. Dans un premier temps, nous nous arrêterons sur le choix des paramètres pertinents à modifier puis nous tenterons une étude de sensibilité « *one-at-a-time* » de ces paramètres.

V.6.1. Choix des paramètres modifiés

Les paramètres ci-dessous sont retenus pour l'étude de sensibilité. Trois classes de paramètres peuvent se distinguer.

- Paramètres neutroniques :
 - Coefficient modérateur α_{T_m} → modifie l'insertion d'antiréactivité due à l'effet modérateur
 - Coefficient Doppler α_{Dop} → modifie l'insertion d'antiréactivité due à l'effet Doppler
- Paramètres thermohydrauliques :
 - Retard de la branche chaude du circuit primaire τ_{chaud} → modifie la rapidité des échanges thermiques dans la branche chaude du circuit primaire
 - Retard de la branche froide du circuit primaire τ_{froid} → modifie la rapidité des échanges thermiques dans la branche froide du circuit primaire
 - Retard identique dans l'ensemble du circuit primaire $\tau = \tau_{chaud} = \tau_{froid}$ → modifie la rapidité des échanges thermiques dans le circuit primaire entier
- Paramètre de pilotage : Vitesse d'insertion des barres de contrôle équivalente v_{max} dans la régulation de puissance → modifie l'insertion d'antiréactivité des barres et la rapidité de réponse du cœur en conséquence

Les deux premiers types de paramètre jouent sur la conception même du réacteur, *i.e.* la géométrie du cœur (taille, nombre d'assemblages, choix du combustible, spectre neutronique) ou du circuit primaire, tandis que le dernier type de paramètres influe sur la régulation des barres de contrôle.

Une fois les paramètres sélectionnés, chacun est tour à tour modifié dans la bande présentée sur le Tableau V-7.

Tableau V-7 : Paramètres de l'étude de sensibilité et plage de modification

	α_{T_m} (pcm/°C)	α_{Dop} (pcm/°C)	v_{max} (pcm/MW)	τ (s)	τ_{chaud} (s)	τ_{froid} (s)
--	-5 (÷ 3)	-0,83 (÷ 3)	-0,5	0,1	0,1	
0	-15	-2,5	-1	8	8	
++	-45 (× 3)	-7,5 (× 3)	-10	100	200	

La suite de la section consiste à simuler des transitoires contraints jusqu'à $-20\%Pn/min$ dans le but d'explorer des pistes de conception ou des leviers de conception qui agissent sur la flexibilité du réacteur sans en affecter le niveau de sûreté. Pour cela, l'évolution des grandeurs d'intérêt définies dans la section V.5.1 est observée dans le détail. D'autres grandeurs peuvent être étudiées au cas par cas.

V.6.2. Sensibilité du modèle

L'étude de sensibilité est effectuée dans le cas particulier d'un transitoire de puissance à $-15\%Pn/min$ même si cette étude est facilement transposable à d'autres rampes de puissance tout comme les conclusions. Pour l'instant, la signification physique de chacun des paramètres n'est pas étudiée, l'étude

paramétrique a pour but de mettre en avant des tendances d'évolution en fonction d'un paramètre de conception.

V.6.2.1. Principale influence de chacun des paramètres

Cette section détaille successivement l'impact de chacun des paramètres sur le comportement du modèle. Pour cela, chacun des paramètres est modifié dans sa plage de variation, conformément au Tableau V-7. Pour chaque paramètre, un diagramme radar est associé. Les valeurs du temps de réponse du cœur et de l'insertion de réactivité extérieure sont également ajoutées dans un tableau. Ces radars sont complétés par le Tableau V-8 qui indique, pour l'ensemble de l'étude à $-15\%Pn/min$, les valeurs extrêmes en absolu obtenues pour chacune des grandeurs, afin de visualiser l'étendue de la plage de variation des indicateurs.

Tableau V-8 : Tableaux récapitulatif des extremas atteints pour une rampe de $-15\%Pn/min$

Grandeurs d'intérêt	Unité	Cas de référence $-5\%Pn/min$	Minimum $-15\%Pn/min$	Maximum $-15\%Pn/min$
$\frac{\Delta}{\Delta t} P_{coeur}$	MW/s	3,25 (5,0%Pn/min)	3,64 (5,6%Pn/min)	10,84 (16,7%Pn/min)
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_c$	°C/s	0,41	0,37	1,15
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{coeur}}$	°C/s	0,028	0,010	0,230
$\frac{\Delta}{\Delta t} T_{e_{GV}}$	°C/s	0,007	0,0003	0,161

Sur chacun des diagrammes suivants, la zone bleue représente les grandeurs pour le cas de référence pour une rampe de $5\%Pn/min$ et sans modification des paramètres du réacteur (cf. section V.4.1). Chacun des indicateurs prend la valeur de référence 1. Ces diagrammes permettent de mesurer comment la configuration étudiée influe sur les différents indicateurs. Le transitoire à $15\%Pn/min$ sans aucune modification des paramètres est représenté sur tous les radars par une ligne jaune. Plus les indicateurs s'écartent vers l'extérieur, plus ils sont dégradés. Au contraire, ils sont améliorés lorsqu'ils sont à l'intérieur de la couronne bleue.

De manière générale, nous remarquons que sur toutes les figures qui suivent, très peu de configurations permettent de revenir dans les conditions de la zone bleue. Le temps de réponse du cœur est en revanche globalement accéléré avec cette nouvelle rampe de $15\%Pn/min$. Regardons dans le détail, l'influence de chacun des paramètres sur le comportement du réacteur.

- **Paramètres neutroniques :**

Les deux paramètres neutroniques ont, au premier abord, un impact plus fort sur les gradients de température d'entrée de l'eau dans le GV et dans une moindre mesure sur le gradient de température combustible.

L'augmentation du coefficient modérateur accélère la dynamique de réponse du cœur (temps de réponse et gradient de puissance) ce qui entraîne une augmentation du gradient sur la température combustible. A l'inverse, un faible coefficient modérateur entraîne de plus faibles gradients sur le combustible. Autrement dit, le chargement thermique est réduit en cas de coefficient modérateur faible. En effet, plus le coefficient modérateur est important, plus la variation de température de l'eau induite par la variation de charge au secondaire est traduite rapidement et de façon importante en réactivité. Les effets sur la puissance et la température combustible suivent donc en amplitude et en vitesse. Ces conclusions sont

inversées et amplifiées pour le coefficient Doppler, *i.e.* lorsque le coefficient Doppler est fort, le temps de réponse du cœur est accru et le gradient sur la puissance cœur est faible *de facto*. En effet, un fort coefficient Doppler permet d’obtenir un effet en réactivité similaire au cas initial avec une variation de température réduite. Cependant, le cas du doppler élevé nécessite une intervention des barres plus importante en conséquence (un fort apport extérieur d’antiréactivité) car le bilan de réactivité est modifié. C’est même la configuration qui sollicite le plus la régulation. En effet, la réactivité due à l’effet Doppler augmente globalement (282 pcm contre 109 pcm dans le cas initial à 15%Pn/min), elle est donc compensée par l’insertion de réactivité extérieure pour répondre à la consigne sur la baisse de charge qui aurait normalement dû être favorisée par la baisse de la température du combustible.

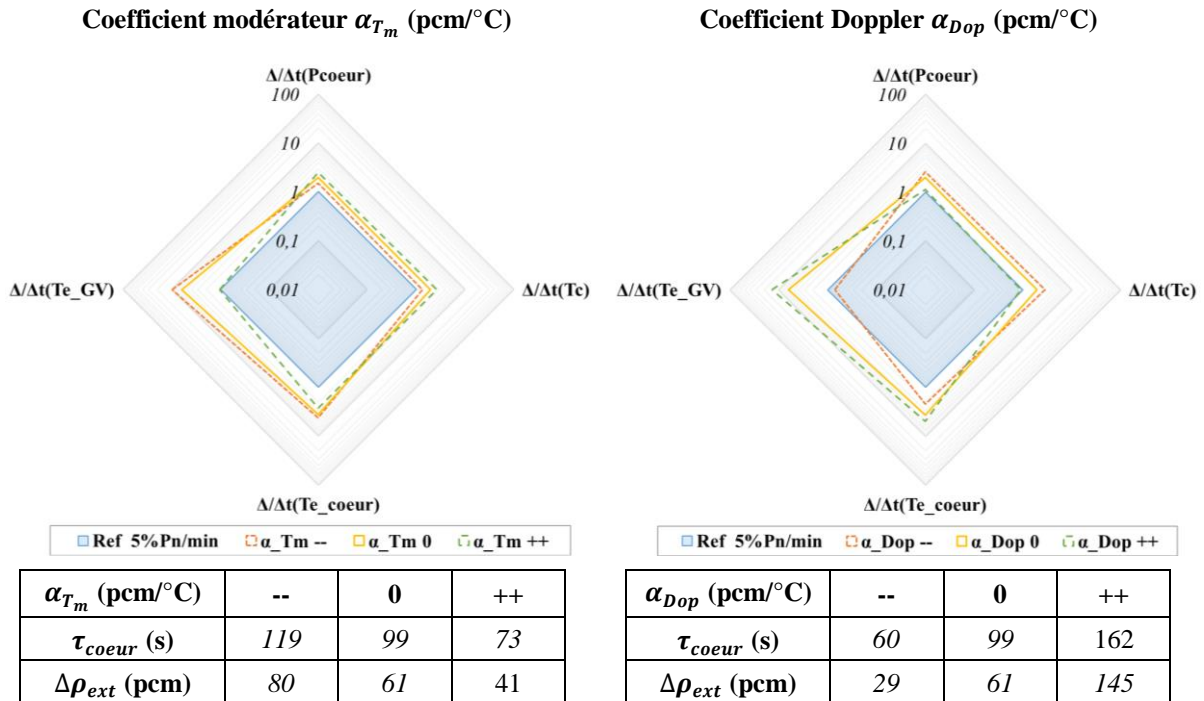


Figure V-20 : Radars pour l’étude de sensibilité en fonction des paramètres neutroniques

D’autre part, les températures de l’eau (GV et cœur) subissent des amplitudes de variations plus faibles en fonction du coefficient modérateur que pour le coefficient Doppler. En effet, les gradients de température en entrée cœur et GV à gauche de la figure fluctuent peu par rapport au cas initial à 15%Pn/min (ligne jaune), à l’inverse des radars à gauche de la figure. La plus forte valeur de coefficient modérateur testée dans cette étude de sensibilité permet d’obtenir une valeur de gradient de température au niveau du GV très proche de celle du cas d’une rampe de 5%Pn/min.

En somme, les évolutions des coefficients doppler et modérateur ont des effets inverses sur le comportement du combustible et de la puissance cœur. L’élément principal à retenir est que le coefficient Doppler élevé, tout comme le coefficient modérateur faible, permettent de se rapprocher du cas de référence au niveau du chargement thermique sur le combustible.

• **Paramètres thermohydrauliques :**

La Figure V-21 présente les diagrammes radar pour les trois paramètres thermohydrauliques à savoir les temps de retard dans la conduite chaude, celui dans la conduite froide et le temps de retard global. A l’issue de l’analyse des diagrammes radar, une comparaison des temps de retard est effectuée permettant de justifier le comportement du réacteur en fonction de la sensibilité des trois retards étudiés.

Les temps de retard du circuit primaire jouent avant tout sur le gradient de température de l'eau en entrée du GV. Avec des amplitudes de temps de retard équivalentes, l'impact observé sur les paramètres d'intérêt est plus important lorsque le retard est appliqué en branche froide qu'en branche chaude (voir paragraphe suivant). Les effets sont également majorés lorsqu'un temps de retard est appliqué simultanément sur les deux branches du circuit primaire.

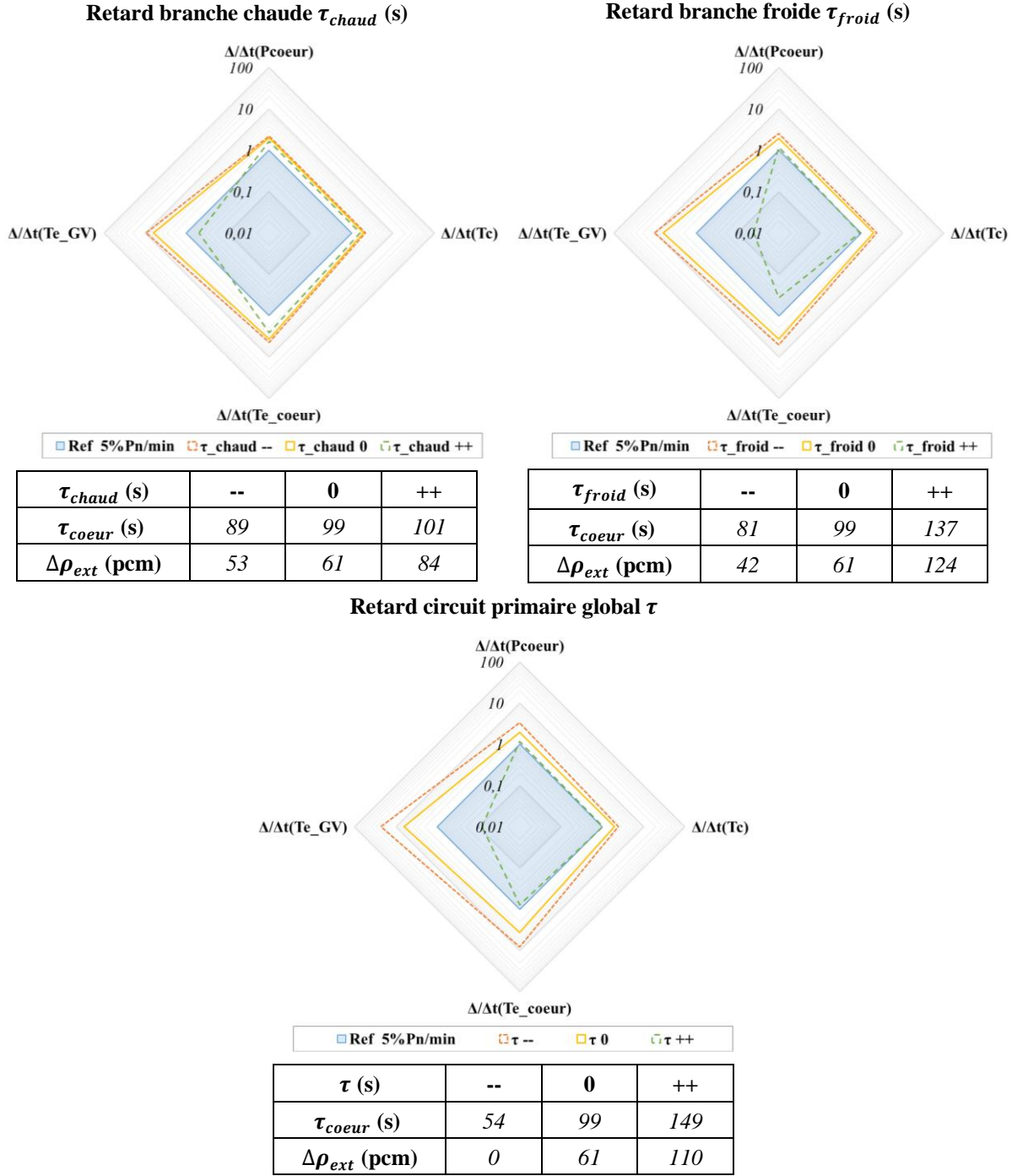


Figure V-21 : Radars pour l'étude de sensibilité en fonction des paramètres thermodynamiques

Le temps de retard de la branche chaude influe peu sur le temps de réponse du cœur en comparaison à d'autres paramètres tels que le coefficient Doppler ou le retard froid et malgré la plage de variation de ce dernier (de quasi-instantané à 200 secondes). L'influence du retard chaud reste limitée sur les gradients sauf sur le gradient de température d'entrée du GV. Ce temps d'inertie impacte également peu

le recours aux barres de contrôle. En effet, ce tampon impacte avant tout la vitesse de refroidissement du cœur.

Du côté du retard dans la branche froide, les tendances d'évolution sont identiques mêmes si les phénomènes sont amplifiés par rapport au retard chaud d'un facteur $0,1$ minimum sur les gradients combustible et puissance cœur, et d'un facteur 6 à 12 sur les retards maximaux τ_{++} des températures entrée GV et cœur. On observe une variation du temps de réponse plus conséquente ; le temps de réponse du cœur augmente avec la hausse du retard dans la conduite froide (courbe orange). Par ailleurs, le gradient combustible est impacté par ce retard, ce qui impose également un recours accru aux barres de contrôle. En revanche, les gradients de températures de l'eau sont très faibles avec ce temps de réponse élevé.

Enfin, lorsque le retard est modifié sur l'ensemble du circuit primaire, les phénomènes précédents sont davantage amplifiés. La majorité des extrema, toutes simulations confondues, est obtenue avec ce paramètre. Le retard quasi-nul se traduit par un très fort gradient sur la température combustible et a *fortiori* de la puissance produite par le cœur, ainsi que de fortes variations de température sur l'eau du circuit primaire. Cependant, cela ne nécessite aucune régulation de puissance. *A contrario*, un fort tampon thermique diminue les contraintes sur le cœur mais implique une réponse du cœur très lente. La sollicitation des barres de contrôle est très importante en cas de retard élevé sur tout le circuit primaire. Mis à part le recours accru à la régulation de puissance, cette configuration avec un retard thermique de 100 secondes, ressemble fortement, pour les gradients de température de l'eau, au cas de référence obtenu pour une rampe allégée de $5\%Pn/min$.

Intéressons-nous de plus près à l'impact de ces trois retards sur la dynamique de réponse des températures de l'eau et à l'explication du phénomène. Les temps de réponse à 95% de l'entrée et de la sortie du cœur et du GV sont présentés sur la Figure V-22. On remarque tout d'abord que la puissance cœur se stabilise plus rapidement que les températures de l'eau, sauf lorsque que le retard est minime, où les temps de réponse des températures sont similaires au temps de réponse sur la puissance cœur.

La même valeur de retard implique des temps de réponse sur les températures plus élevés pour le paramètre retard dans la conduite chaude. Le temps de retard maximum atteint 800 s avec le retard chaud contre seulement 600 secondes avec le paramètre retard froid maximal. Finalement, augmenter le temps de réponse de la conduite chaude a peu d'influence sur la dynamique du cœur. Cela est dû au fait que lorsque le retard chaud est grand, il entraîne une variation retardée de la température en entrée du GV suite à une variation de la puissance du cœur. Du côté de la branche froide, l'impact du retard branche chaude n'est pas immédiat sur la température en entrée cœur. A l'inverse, pour un retard en branche froide élevé, l'information sur une variation de la puissance électrique impacte lentement l'entrée cœur. La température en entrée diminue alors lentement, puis cela se répercute sur le cœur et donc sur la branche chaude.

A noter par ailleurs que lorsque le temps de réponse est grand, les évolutions des températures peuvent observer un extremum local. Cela traduit la compétition entre refroidissement du combustible et caloporteur. Toutefois, il est possible que ces phénomènes soient observés en raison des limites du modèle. Ajouter une régulation de température de l'eau pourrait atténuer ces variations.

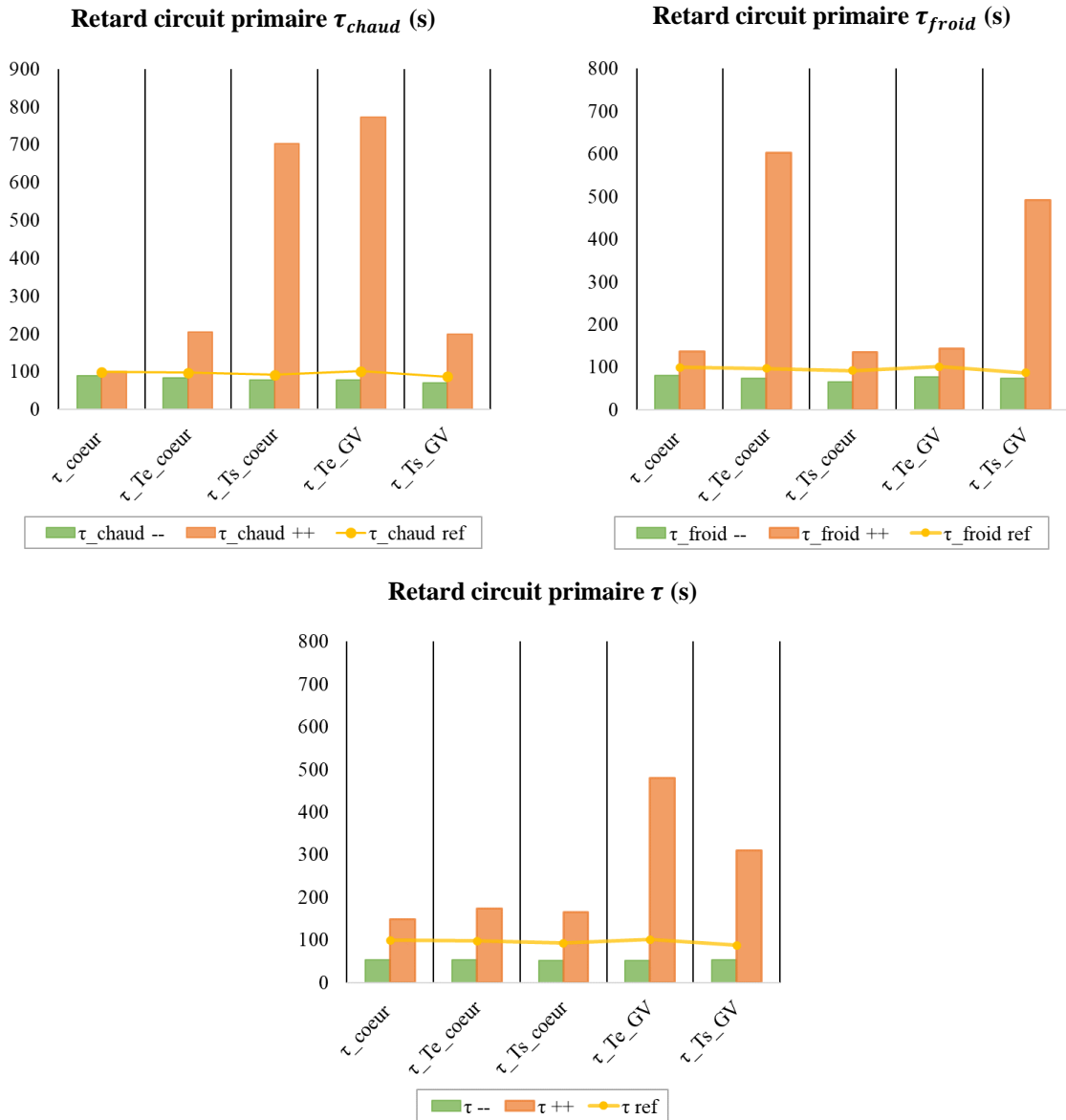


Figure V-22 : Comparaison des temps de réponse des températures du circuit primaire en fonction du temps de retard dans les conduites

• **Paramètre de régulation :**

La vitesse maximale d'insertion de réactivité extérieure (équivalent des barres) impacte avant tout le comportement du combustible. Cette régulation a essentiellement pour but de modifier la dynamique de réponse du cœur en faisant varier directement le bilan de réactivité. Plus la vitesse de variation de la régulation est grande, plus le gradient combustible est fort tout comme la pente de la puissance cœur. Le temps de réponse du cœur est faiblement impacté ainsi que les températures de l'eau. Cependant, des oscillations de faible amplitude apparaissent sur les températures de la branche chaude du circuit primaire avec l'augmentation de la vitesse d'insertion. De même que précédemment, ce phénomène peut survenir en raison de la non prise en compte de la régulation de température.

Vitesse d'insertion des barres de contrôle équivalente v_{max}

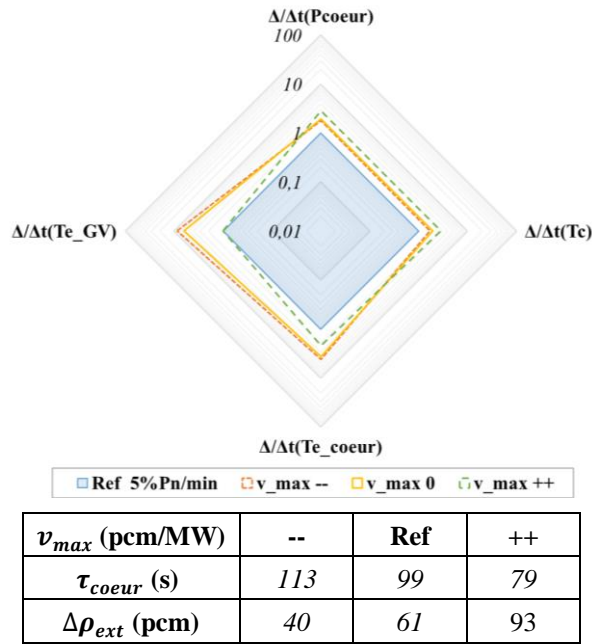


Figure V-23 : Radars pour l'étude de sensibilité en fonction du paramètre de régulation

En résumé, les principaux résultats de cette étude de sensibilité montrent que :

- Un faible coefficient Doppler ou un fort coefficient modérateur permettent de revenir près du gradient combustible acceptable. Les paramètres neutroniques ont une influence directe sur le comportement du combustible, même si l'effet du paramètre Doppler est encore plus marqué.
- L'influence de la vitesse maximale de la régulation est similaire aux paramètres neutroniques car elle modifie principalement le comportement du combustible.
- Conserver une symétrie des temps de réponse du circuit primaire semble plus pertinente que de modifier un seul temps de retard dans une conduite chaude ou froide.
- Le recours à la régulation de puissance semble inutile lorsque l'inertie du circuit primaire est quasi-nulle. A l'inverse, un temps de retard important permet de ne pas trop dégrader les gradients, même si un apport de réactivité extérieure potentiellement conséquent est indispensable pour compenser.

Malgré son caractère préliminaire, cette étude de sensibilité a mis en évidence l'intérêt de la méthodologie mise en place dans le cadre de cette thèse. En explorant certaines options de retour sur conception, il est possible pour le réacteur de fournir des rampes de puissance relativement importantes sans dégrader les indicateurs de sûreté de manière significative. Ces rampes associées à une conception de réacteur font l'interface avec les réseaux électriques étudiés dans les chapitres précédents.

De manière plus factuelle, cette étude de sensibilité a permis d'observer l'influence relative de chacun des paramètres sur le modèle et les différentes grandeurs d'intérêt. Certes, modifier chacun de ces paramètres un par un ne permet pas de revenir au cas de référence imposé à 5%Pn/min, mais par conception, nous observons qu'il est possible de flexibiliser la puissance produite par le réacteur nucléaire. Ces paramètres jouent à la fois sur la dynamique de réponse du réacteur, la sûreté du cœur et le recours au pilotage. Le temps de retard du circuit primaire et le coefficient Doppler semblent être les deux paramètres qui jouent le plus sur ces trois critères. Regardons sous un autre angle cette étude de sensibilité avec les grandeurs en absolu. Cela signifie que nous étudions comment la sûreté évolue en fonction de la dynamique de réponse du modèle ou de l'utilisation de la régulation et inversement.

V.6.2.2. Sureté, dynamique & pilotage

L'objectif de ce paragraphe est de mettre en évidence, à partir de l'étude de sensibilité présentée précédemment, des potentielles évolutions notables (voire corrélations) sur le comportement du modèle en fonction de trois indicateurs faisant référence à la sureté, la performance et l'utilisation de la régulation. Comme précédemment, l'étude de paramètres pour une rampe de $-15\%Pn/min$ est utilisée. Les trois indicateurs suivants sont retenus, sans normalisation.

- Le gradient sur la température combustible maximal $\frac{\Delta}{\Delta t}T_c$ est un indicateur de la sureté dans le cœur. Plus le gradient de température est faible moins les contraintes sur le cœur et l'IPG sont grandes.
- L'apport d'antiréactivité de la régulation $\Delta\rho_{ext}$, si nécessaire, permet de juger de l'utilisation de la régulation, et l'importance de cette dernière pour assurer le transitoire de puissance. De préférence, l'utilisation accrue des barres est évitée afin de limiter l'usure mécanique de celles-ci.
- Le temps de réponse du cœur $\tau_{cœur}$ est relatif à la rapidité de réponse du cœur. Etant donné que le temps de réponse se relie facilement au gradient de puissance $\frac{\Delta}{\Delta t}P_{cœur}$, tel que le montre la Figure V-24, cette grandeur donne des informations sur la dynamique du cœur. Le seul point écarté de la droite est celui pour une inertie thermique quasi-nulle du circuit primaire.

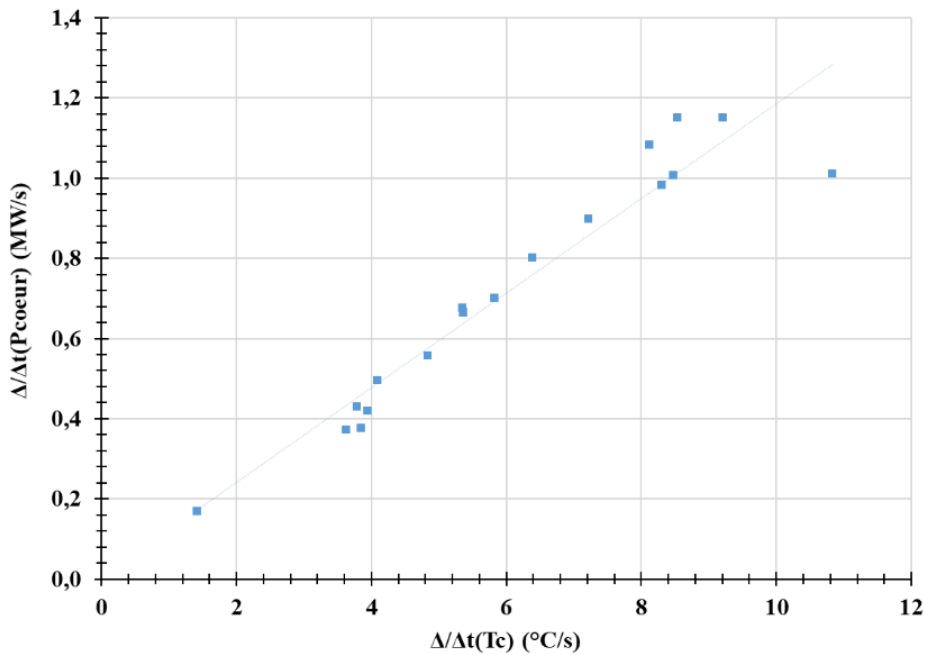


Figure V-24 : Gradient de puissance coeur en fonction du gradient de température sur le combustible pour une rampe de $-15\%Pn/min$

Les figures suivantes présentent successivement les liens entre les trois grandeurs ($\frac{\Delta}{\Delta t}T_c$, $\frac{\Delta}{\Delta t}P_{cœur}$ ou $\tau_{cœur}$, $\Delta\rho_{ext}$) prises deux à deux. De manière générale, une évolution linéaire entre les indicateurs se dégage, même si quelques configurations s'écartent de la bissectrice.

- **Chargement thermique et temps de réponse :**

Le gradient combustible maximal est proportionnel au temps de réponse du cœur, d'après la Figure V-25. Plus le temps de réponse est élevé, plus le gradient est faible. Les contraintes thermomécaniques sont alors relâchées quand le cœur répond lentement. Si elles s'en rapprochent, aucune des configurations ne permet toutefois de revenir à la valeur de référence (ligne rouge) obtenue pour la rampe $5\%Pn/min$. Le cas le plus favorable au niveau de la sureté est obtenu lorsque le coefficient

Doppler est fort, alors que celui qui est le moins favorable implique un temps d'inertie du circuit primaire quasi-nul.

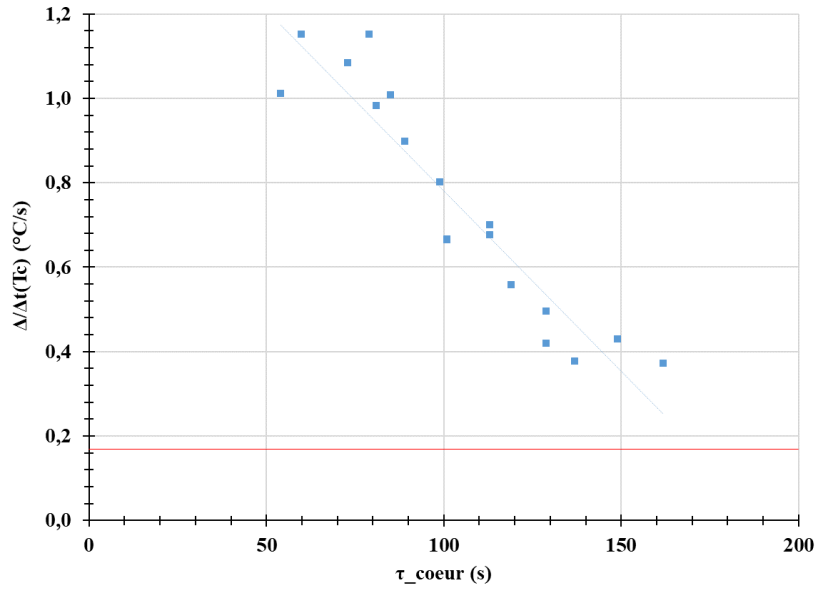


Figure V-25 : Gradient température combustible en fonction du temps de réponse du cœur pour une rampe de - 15%Pn/min

- **Utilisation des barres et temps de réponse :**

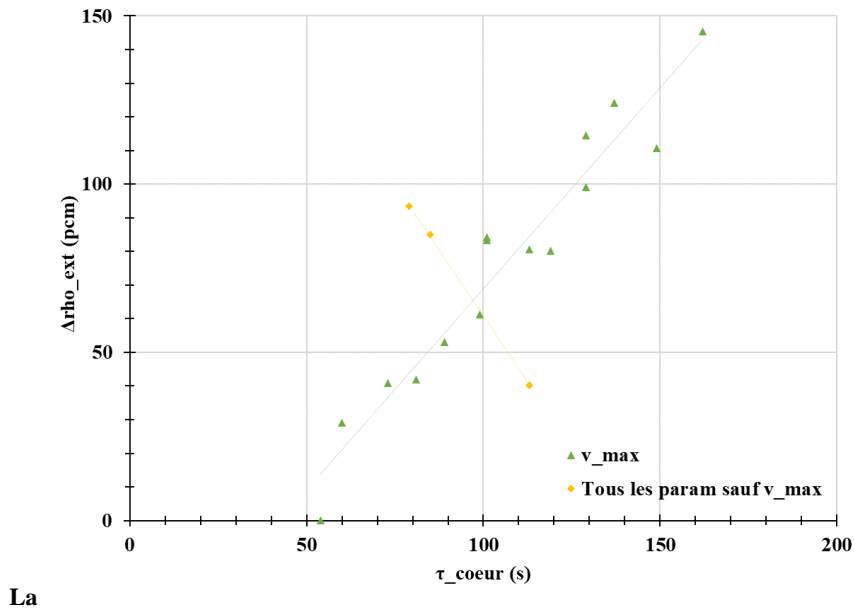


Figure V-26 montre l'utilisation de la régulation extérieure en fonction du temps de réponse. Leur dépendance est un peu plus désordonnée que pour la Figure V-24.

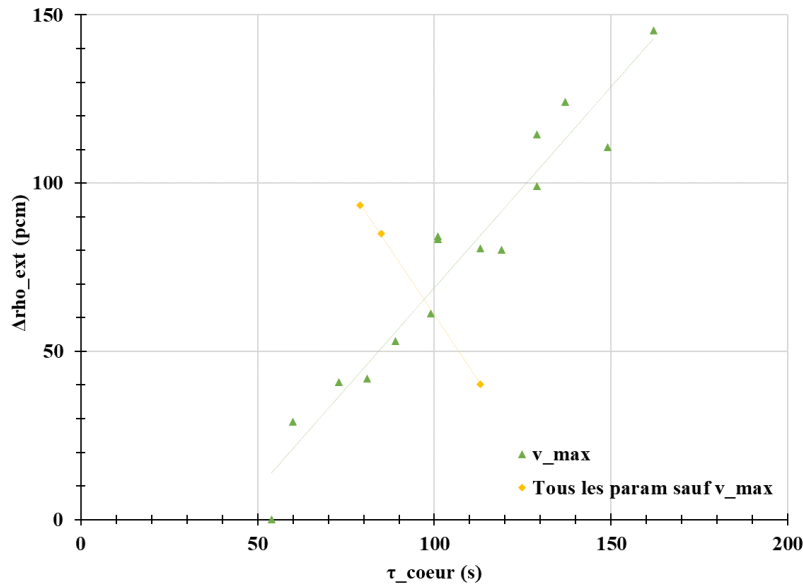


Figure V-26 : Ecart de réactivité extérieure en fonction du temps de réponse du cœur pour une rampe de $-15\%Pn/min$

Les paramètres n’influent pas tous de la même manière sur le comportement du modèle. Toutefois, un comportement linéaire moyen peut se dégager entre les deux grandeurs pour tous les paramètres de conception modifiés, sauf pour la vitesse maximale d’insertion des barres. Contrairement aux configurations dépendantes de la vitesse maximale, le recours à la régulation s’accroît avec le temps de réponse. A l’inverse, l’augmentation de la vitesse maximale de la régulation se traduit par un apport d’antiréactivité des barres plus important, ce qui a tendance à accélérer la réponse du cœur.

- **Chargement thermique et utilisation des barres :**

Comme pour les deux indicateurs précédents, une corrélation entre le gradient de température combustible et l’apport de réactivité extérieure se dégage pour tous les paramètres sauf pour la vitesse d’insertion des barres, dont la dépendance est inverse. On observe d’après la Figure V-27 que le gradient de température combustible diminue avec la sollicitation des barres, sauf pour la vitesse des barres où l’apport des barres grandit quand le gradient combustible est grand.

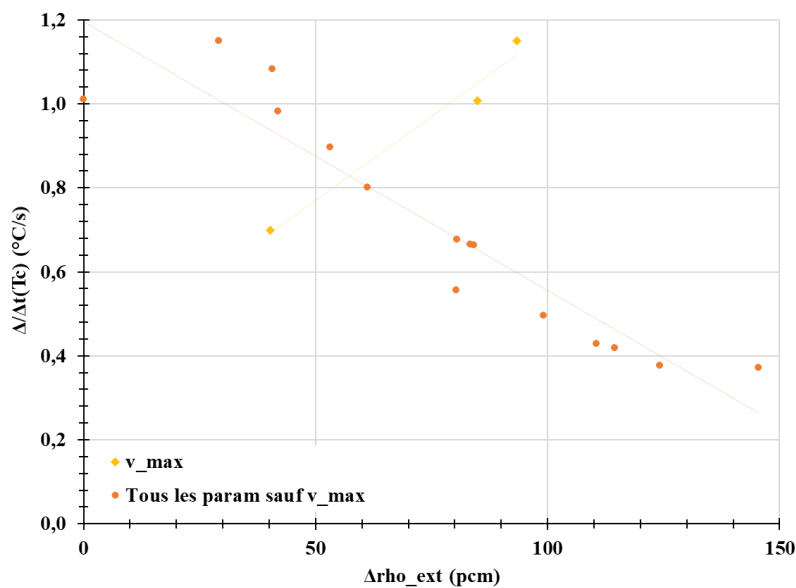


Figure V-27 : Gradient de température combustible en fonction de l’écart de réactivité extérieure pour une rampe de $-15\%Pn/min$

En résumé, revenir dans la limite acceptable de l'indicateur choisi pour caractériser la sûreté, à savoir le gradient combustible, semble difficile avec les plages de variation des paramètres retenues. Sur les plages de variations des paramètres retenues, le comportement du réacteur est peu modifié finalement, même si les figures précédentes semblent montrer des corrélations entre les différents paramètres de conception. D'autres études plus poussées de type couplage de paramètres modifiés via une méthode aléatoire seraient nécessaires pour confirmer ces premières tendances. Toutefois, certaines configurations semblent plus avantageuses mais cela implique notamment un recours accru aux barres de contrôle en l'état. Un critère sur l'utilisation des barres ou le relâchement d'un critère de sûreté sur l'IPG, ou encore la modification du temps de séjour du combustible dans le réacteur pourraient être des pistes préliminaires afin d'améliorer la flexibilité globale du réacteur.

V.7. Conclusion du chapitre

Ce chapitre sur la modélisation nucléaire a permis de revenir sur la conception de réacteur dans le but d'intégrer le critère de flexibilité issu de la partie réseau électrique comme une donnée d'entrée. Pour ce faire, un modèle-outil a été proposé puis validé sur un domaine précis à partir d'un REP 1300 MW actuel du parc français. A la suite de ce travail de modélisation / validation, cet outil a servi à simuler des transitoires de puissance dont la rampe de puissance électrique imposée au réacteur est supérieure à la limite actuelle de $5\%P_n/min$. Ensuite, des études de sensibilité sur des paramètres du réacteur ont été modifiées dans le but d'observer leur influence sur le réacteur selon certains indicateurs définis pour caractériser la sûreté, la dynamique de réponse du cœur ou encore le recours à la régulation. Ces études paramétriques ont permis de mettre en évidence en première approche qu'en modifiant le design du réacteur, il est possible de retrouver, sur certains indicateurs, des configurations acceptables vis-à-vis de la sûreté et de faire ressortir des tendances sur la dynamique de réponse du cœur lors de transitoires contraints nécessitant de la flexibilité accrue. Concernant la contrainte sur l'IPG, le gradient de température combustible est un indicateur pertinent pour mesurer l'influence de la modulation de puissance sur le comportement du réacteur. Un faible coefficient Doppler ou bien un temps d'inertie long du circuit primaire semblent écarter cette contrainte lors de transitoire de puissance nécessitant une flexibilité accrue.

Néanmoins, ce modèle est perfectible, et nécessiterait par exemple une modélisation plus fine de certains composants comme le GV, ou encore de rajouter des systèmes de régulation afin de simuler tous types de transitoires dans le cadre du réglage de fréquence. De plus, le travail effectué sur les études de sensibilité mériterait une optimisation sur différents paramètres afin de conclure de manière robuste sur la flexibilité du modèle REP 1300 MW. Par ailleurs, lors de l'étude de sensibilité, les paramètres ont été modifiés, sans recherche de potentielles solutions technologiques associées aux valeurs retenues ; ce travail serait à faire. Enfin, ce modèle pourrait être transposé à d'autres types de réacteurs ; d'autres paliers de REP dans un premier temps, voire pour une autre technologie nucléaire à combustible solide (RNR).

A RETENIR :

- ✓ Le réacteur actuel REP 1300MW a été retenu comme modèle de référence. La modélisation a été effectuée sous Matlab.
- ✓ La modélisation retenue décrit le cœur et le circuit primaire (cinétique point, équation de la chaleur en 0D, retard dans le circuit primaire) d'un réacteur 1300 MW_e. La donnée d'entrée rampe de puissance électrique de l'unité nucléaire en %Pn/min est la condition limite de l'outil via la puissance échangée aux générateurs de vapeur. Une régulation sur la puissance est ajoutée pour modéliser la réponse du réacteur à un transitoire de puissance lors d'un futur réglage potentiel de fréquence.
- ✓ La validation a été effectuée via le simulateur PWR-C-1300 et permet d'une part de justifier les caractéristiques du modèle de régulation, et d'autre part de préciser le domaine de validité du modèle (notamment des transitoires de fortes amplitudes).
- ✓ Des grandeurs d'intérêt sont retenues pour observer le comportement du modèle lorsqu'il est sous contrainte *i.e.* pour une rampe supérieure à la rampe actuelle de 5%Pn/min. Ces grandeurs caractérisent la sûreté, la performance et l'utilisation de la régulation.
- ✓ L'outil sert à quantifier de manière préliminaire les performances du réacteur et à mettre en évidence des tendances pour la conception :
 - Le gradient de température combustible augmente lorsque le temps de réponse du cœur est faible.
 - Le recours à la régulation limite les contraintes sur le cœur et la chaudière ; les gradients de température de l'eau sont contenus.
 - Le coefficient Doppler joue fortement sur les contraintes dans le combustible tout comme le retard dans le circuit primaire.
 - Le couplage de paramètres est un exercice complexe car les différents paramètres ont des effets inverses sur la sûreté notamment ou l'utilisation de la régulation.

CONCLUSION & PERSPECTIVES

*« Le plus difficile, c'est de décider d'agir.
Le reste ne tient qu'à la persévérance. »*

Amelia Earhart

Le réseau électrique français est au cœur d'une transition énergétique qui consiste à réduire les sources de production pilotables thermiques fortement émettrices en CO₂ au profit des énergies renouvelables variables. La part du nucléaire dans le paysage énergétique tend, pour sa part, à diminuer du mix électrique d'ici 2035. L'objectif initial de cette thèse était de regarder l'influence de la pénétration accrue de ces EnR variables sur le réseau électrique et le potentiel rôle du nucléaire comme levier de flexibilité en cas de perturbations importantes. Avant de dresser le bilan des différents chapitres et de la thèse en général, revenons sur les notions abordées au fil du manuscrit qui ont justement conduit, grâce à un travail de cadrage, à la problématique actuelle de la thèse, d'où découle la démarche générale.

Les politiques françaises actuelles visent à remplacer progressivement des sources de production pilotables par des EnR variables non pilotables comme l'éolien ou le photovoltaïque. La variabilité des EnR difficilement quantifiable et qualifiable amène son lot d'instabilité sur le fonctionnement du réseau qui est déjà complexe. Toutefois, le phénomène de foisonnement atténue les perturbations des EnR à l'échelle d'un réseau de taille suffisante, car les instabilités sont statistiquement réduites lorsque ces productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. On voit alors apparaître la notion de flexibilité, qui se traduit par un ou des leviers permettant d'accommoder les instabilités produites par les éléments « traditionnels » du réseau et amplifié par les sources de production EnR variables. Cependant, le levier de flexibilité dépend, entre autres, de l'échelle temporelle, des scénarios énergétiques futurs et du type de composant du réseau (source de production, système de stockage, ...).

En outre, le nucléaire est confronté à une situation paradoxale sur le plan politique et sociétal au sujet de la gestion des déchets et du risque d'accident nucléaire. La balance bénéfices / risques du nucléaire reste, tout de même, favorable au nucléaire pour des raisons historiques et financières notamment, mais aussi grâce à son faible impact carbone et à sa pilotabilité qui en fait un levier pertinent pour garantir la stabilité du réseau.

Néanmoins, un réacteur nucléaire actuel est limité en termes de modulation de puissance en comparaison avec une source hydraulique ou à gaz. Les centrales flexibles telles que les centrales thermiques et hydrauliques peuvent fournir une rampe de puissance de plus de $50\%P_n/min$ pour l'hydraulique, et $20\%P_n/min$ pour le thermique classique. Selon un consensus pour les réacteurs nucléaires, une limite de $5\%P_n/min$ a été définie et tenant compte de plusieurs contraintes technologiques, notamment liées à la thermomécanique du combustible (Interaction Pastilles Gaines et Corrosion Sous Contrainte). Même si cette limite pourrait potentiellement être levée, il semble difficile de pouvoir viser des rampes équivalentes aux machines thermiques sans dégrader significativement les performances des réacteurs ou la durée de vie de certains composants. Cependant, il faut noter que la grande proportion de nucléaire

en France permet d'assurer aujourd'hui une grande flexibilité dans la fourniture d'électricité lors d'opération de suivi de charge majoritairement. Des modes de pilotage spécifiques (le mode G voire le mode X) ont même été développés dans le but d'accroître fortement la flexibilité des réacteurs nucléaires du parc.

La notion de flexibilité est cependant intimement liée au *scope* de l'étude, c'est-à-dire qu'elle est très largement liée aux paramètres amplitude, vitesse de réaction, fréquence de sollicitation et échelle temporelle. Par exemple, du fait de la limite existante sur sa rampe de puissance, les réacteurs nucléaires peuvent être considérés comme moins flexibles que des machines thermiques à gaz ou des systèmes de stockage qui interviendront de façon plus importante en cas d'incident (perte d'un groupe, court-circuit, ...) ou lors du réglage de fréquence primaire. C'est pourquoi, dans la thèse, la flexibilité s'est concentrée sur l'étude de la stabilité en fréquence et le réglage primaire, *i.e.* pour des temps inférieurs à 30 secondes, pour des hypothèses issues de la PPE - ou ce qui s'en rapproche le plus, dont le nucléaire devient source de flexibilité majeure. Cela renvoie alors à la problématique générale de la thèse qui est d'identifier le besoin de flexibilité puis de le transposer sur les caractéristiques du nucléaire lors de la conception, via le développement d'un outil de dynamique des réacteurs, simple d'utilisation et aisément modifiable. Dans la thèse, une approche est mise en place qui représente, de manière préliminaire, un chemin possible reliant la partie réseau électrique et la partie conception nucléaire.

Pour qualifier la stabilité du réseau, des indicateurs sont choisis, à savoir la fréquence finale, la fréquence minimale ainsi que le temps de réponse associé à un événement perturbateur du réseau. La stabilité est garantie lorsque l'écart de fréquence extrême, atteint en réponse à une perturbation, reste dans une plage de ± 800 mHz. La démarche a été appliquée à l'aide d'un réseau simplifié supposé représentatif du réseau français à savoir le réseau « 2-zones – 4-machines ». Elle consiste à définir le besoin en flexibilité d'un réseau, via des simulations dynamiques. Il a fallu pour cela effectuer quelques adaptations du réseau comme l'ajout d'une centrale équivalente de la production EnR à l'aide d'un générateur statique. Le modèle de régulation de vitesse nucléaire provient d'un modèle standard de machine thermique, sachant qu'une machine nucléaire actuelle ne peut pas dépasser $5\%P_n/min$. Après de premières études, deux paramètres, le statisme et une constante d'inertie, ressortent comme les principaux éléments de la régulation nucléaire influant sur la dynamique de réponse de la machine. Le statisme impacte directement la fréquence finale tandis que la constante d'inertie du système thermodynamique impacte la stabilité transitoirement (fréquence minimale) et le temps de réponse de la machine. La constante d'inertie permet de modifier la rampe de puissance du nucléaire. Ce réseau « 4-machines » a servi de base à la recherche du critère relais.

L'adaptation du modèle de régulation nucléaire à partir d'un modèle thermique, a permis de lever les contraintes sur la rampe de puissance actuelle de $5\%P_n/min$, puis de modifier la capacité de modulation du nucléaire en conséquence du retour à la stabilité. Autrement dit, un critère relais a été obtenu ; il exprime la rampe de puissance du nucléaire flexible, *i.e.* la rampe pour laquelle le critère de stabilité est vérifié, en fonction de la perturbation EnR. La sollicitation des EnR variables est, quant à elle, caractérisée par l'amplitude de la perturbation ΔP . A titre d'exemple, une perturbation EnR de 8,5% de la puissance appelée avant le déséquilibre nécessite une rampe de puissance flexible similaire aux rampes des thermiques classiques pour une unité flexible du réseau « 4-machines ». Ce critère a ensuite été complété par deux études de sensibilité (localisation ou multiplication de la flexibilité) afin de retrouver des rampes de puissance plus réalistes par rapport aux capacités actuelles, toutes centrales confondues. Dans l'exemple, lorsque la capacité installée d'unité flexible est doublée, la rampe flexible est quasiment réduite de moitié. En conclusion, le critère relais est à la fois l'aboutissement de l'étape

sur l'analyse du réseau électrique, mais également la donnée d'entrée pour l'étape suivante de conception nucléaire.

Pour la dernière étape sur la conception nucléaire, un modèle-outil a été proposé puis validé à partir d'un simulateur de REP 1300 MW actuel du parc français. Cet outil a servi à simuler des transitoires de puissance dont la rampe de puissance électrique imposée au réacteur est supérieure à la limite actuelle de $5\%P_n/min$. Les études de sensibilité sur des paramètres sélectionnés du réacteur, ont été effectuées dans le but d'observer leur influence sur le réacteur selon certains indicateurs définis pour caractériser la sûreté, la dynamique de réponse du cœur ou encore le recours à la régulation. Ces études paramétriques ont mis en évidence, en première approche, que modifier la conception du réacteur, permet de retrouver, sur certains indicateurs, des configurations acceptables vis-à-vis de la sûreté. Cela a permis de faire ressortir des tendances sur la dynamique de réponse du cœur ou l'utilisation de la régulation lors de transitoires contraints nécessitant de la flexibilité accrue.

En conclusion générale, cette thèse méthodologique a progressivement ouvert la voie pour l'étude de l'interface entre les deux thématiques réseau et nucléaire. Toutefois, cette première approche mériterait de revenir sur certaines hypothèses, mais également de raffiner les modèles proposés aussi bien dans la partie réseau électrique que réacteur nucléaire.

En effet, l'utilisation du critère de flexibilité est intrinsèquement liée aux conditions du réseau et aux hypothèses effectuées sur le type de transitoire de puissance EnR. Par exemple, le choix du réseau électrique étudié peut être remis en question. En effet, il ne comporte que quatre sources de production avec des machines tournantes. Au-delà de l'aspect taille du réseau, le « 4-machines » retenu présente des limites telles que (i) l'augmentation contrainte de la capacité installée du générateur statique, (ii) l'instabilité inhérente du réseau choisi qui doit fonctionner à proximité de son point de fonctionnement nominal, ou encore (iii) la faible capacité nominale du réseau. Réaliser des études de sensibilité sur le modèle de nucléaire flexible (taille, localisation, nombre...) avec une haute part d'EnR pourrait être intéressant afin de rendre plus robuste le critère relais préliminaire. Pour ce faire, la caractérisation de la variabilité de la source de production EnR est un axe de recherche à part entière. Dans la thèse, une hypothèse forte a été effectuée pour essayer de caractériser l'événement EnR pénalisant ; il serait intéressant de dresser un état de l'art de cet événement en fonction de l'échelle spatio-temporelle. Une étude de robustesse sur le réseau lui-même ou sur la perturbation EnR permettant de consolider les résultats préliminaires et le critère relais appliqué au réseau « 4-machines » semble donc inévitable afin d'élargir le domaine de validité du critère de flexibilité et permettrait de préciser le critère de flexibilité préliminaire. Enfin, cette méthodologie pourrait être retranscrite sur un autre scénario énergétique avec plus ou moins de nucléaire ou différente taille de réacteur nucléaire (SMR – *Small Modular Reactor* – vs EPR – *European Pressurized Reactor*) ce qui revient à adapter les conditions initiales du réseau en fonction de l'échelle spatiale d'intérêt et donc une autre façon de tester la robustesse de la méthodologie et du critère relais.

Du côté de la conception nucléaire, des limites existent également et nécessiteraient des études approfondies pour plus de résilience de la méthodologie globale de la thèse. Initialement le compromis de modélisation avait été porté sur la simplicité du modèle et la rapidité des simulations au détriment de la précision des modèles. Le modèle de REP nécessiterait par exemple une modélisation de certains composants du réacteur, de rajouter des systèmes de régulation ou, dans une moindre mesure, d'affiner le degré de détail du modèle. Premièrement, rajouter des modèles comme le GV et le circuit de conversion de l'énergie serait pertinent pour mettre en lumière des contraintes supplémentaires (fatigue) sur le réacteur lors de transitoires de puissance, mais surtout pour être plus fidèle du comportement du réacteur. Deuxièmement, la modélisation des régulations pourrait être précisée afin de rendre plus fidèle

le comportement du cœur lors de l'utilisation des barres de contrôle. Des effets de seuil sont manquants sur la vitesse d'insertion des barres, par exemple. En cas de nouvelles études, l'ajout d'une régulation de température deviendrait primordial afin de compléter le domaine de validité de l'outil, vers la simulation des transitoires de puissance plus exhaustive de l'actuel et du futur. Troisièmement, prendre en compte l'évolution des grandeurs, comme les températures, en fonction d'une modélisation spatiale plus fine (*ID*) de certains composants du réacteur est un axe d'étude. Elle pourrait être complétée par la prise en compte de l'évolution temporelle de la température dans les grandeurs thermodynamiques (masse volumique, capacité calorifique, conductivité...). Cela pourrait élargir le domaine de validité du modèle tout comme faire apparaître d'autres points sensibles sur la flexibilité et le pilotage des REP (présence de points chauds dans le cœur par exemple).

De plus, le travail effectué sur les études de sensibilité mériterait une optimisation sur différents paramètres afin de confirmer les premières tendances puis de conclure de manière robuste sur la flexibilité du modèle REP 1300 MW. D'autres paramètres de conception pourraient s'ajouter aux six critères déjà retenus comme, par exemple ceux qui traitent de la géométrie du cœur ou de l'avancement dans le cycle (*burnup*). Par ailleurs, lors de l'étude de sensibilité, les paramètres ont été modifiés, sans identifier dans le détail de potentielles solutions technologiques associées aux valeurs retenues ; ce travail reste à faire. Cela demanderait certainement un travail de quantification plus précis des divers indicateurs retenus sur la sûreté, la dynamique ou l'utilisation de la régulation. Enfin, ce modèle pourrait être transposé à d'autres types de réacteurs ; d'autres paliers de REP dans un premier temps, voire pour une autre technologie nucléaire à combustible solide, car la modélisation est transposable. Par exemple, un design de réacteur RNR pourrait être obtenu après modification de la géométrie et des caractéristiques du cœur.

Enfin, une autre perspective de ce travail serait de re-coupler les parties réseau et conception nucléaire. Par exemple, penser l'intégration de l'outil Matlab sur un logiciel de simulation dynamique lors d'études sur la stabilité via de la co-simulation. Cela reviendrait à mettre en place une interaction réversible entre la partie réseau et la partie conception nucléaire qui jusqu'ici sont étudiées séparément. Toutes ces pistes de recherche vont dans le sens de quantifier l'apport de la thèse, en plus de tester la résilience de la méthodologie dans le but de rendre le nucléaire un acteur majeur de la flexibilité.

CONTRIBUTIONS DE LA THESE :

- ✓ Mise en place d'une méthodologie innovante bi-disciplinaire à l'interface entre les domaines des réseaux électriques et de la conception nucléaire.
- ✓ Partie réseau : obtention d'un « critère relais » permettant le découplage des deux domaines. Il s'agit de la rampe de puissance du nucléaire flexible exprimée en $\%P_n/min$ en fonction de la perturbation EnR. La rampe de puissance nucléaire flexible indique la rampe de puissance nécessaire pour garantir le critère de stabilité transitoire ; à savoir de respecter un écart inférieur à 800 mHz par rapport à la fréquence nominale. Des rampes de puissance nucléaire flexible similaires, *a minima* aux rampes des thermiques classiques sont nécessaires pour compenser une perturbation EnR de l'ordre de 10% de la puissance consommée.
- ✓ Partie conception : utilisation du critère de découplage en donnée d'entrée d'un modèle de réacteur nucléaire. Des études de sensibilité sur le modèle de REP 1300 MW ont mis en évidence qu'en explorant certaines options de conception, il est possible pour le réacteur de répondre à des rampes de puissance relativement importantes sans dégrader les indicateurs de sûreté de manière significative.

LIMITES & PERSPECTIVES DE LA THESE :

- ✓ Partie réseau :
 - Utilisation et conclusions sur le critère de flexibilité intrinsèquement liées aux conditions du réseau d'intérêt et aux hypothèses effectuées sur le type de transitoire de puissance EnR.
 - Consolidation du critère de flexibilité puis élargissement de son application sur un réseau plus complexe ou via des études de robustesse pertinentes.
- ✓ Partie conception :
 - Elargissement du domaine de validité du modèle de REP via la prise en compte de la régulation de température afin d'être plus représentatif de tous les transitoires de puissances.
 - Amélioration des différents modèles existants et ajout de composant non pris en compte dans la thèse en première approche.
 - Vers la transposition du modèle de nucléaire à d'autres types de réacteur.
- ✓ Couplage des parties réseau et nucléaire en utilisant le modèle de nucléaire dans un logiciel de simulation dynamique.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] ASN, <https://www.asn.fr/Lexique>, Consulté en août 2021.
- [2] CRE, Commission de Régulation de l'Energie, <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire>, Consulté en août 2021.
- [3] IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, *Climate Change 2021: The physical Science Basis*, 2021.
- [4] Ministère de la Transition écologique et solidaire, *Stratégie française pour l'énergie et le climat - Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)*, 2018.
- [5] IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, *The Synthesis Report of the Fifth Assessment Report*, 2014.
- [6] I4CE, Institut de l'Economie pour le Climat, *Chiffres clés du climat - France, Europe et Monde*, 2019.
- [7] IEA, International Energy Agency, *Key world energy statistics*, 2019.
- [8] Journal Officiel de la République Française, *Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, 2015.
- [9] ADEME, Agence de la transition écologique, *Actualisation du scénario énergie-climat, ADEME 2035-2050*, 2017.
- [10] ANCRE, *Scénarios énergétiques de l'ANCRE*, 2013.
- [11] Journal Officiel de la République Française, *Loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME)*, 2010.
- [12] Journal Officiel de la République Française, *Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*, 2000.
- [13] RTE, *Mémento de la sûreté du système électrique*, 2004.
- [14] P. KUNDUR, J. PASERBA, V. AJJARAPU et al., «Definition and Classification of Power System Stability - IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1387-1401, 2004.
- [15] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [16] P. BORNARD et al., *Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité. D4092*, Techniques de l'ingénieur, 2005.
- [17] RTE, <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/reseau-de-transport-taux-de-perdes/>, Consulté en août 2021.
- [18] RTE, «Règles Services Système Fréquence,» 2018.

- [19] RTE, *Documentation Technique de Référence. Chapitre 4 - Contribution des utilisateurs aux performances du RPT. Article 4.1 - Réglage Fréquence/Puissance*, 2011.
- [20] Entso-e, *Operation Handbook - Glossary*, UCTE, 2004.
- [21] Y. BESANGER et al., «Major Grid Blackouts: Analysis, Classification, and Prevention,» chez *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*, Wiley-IEEE Press, M. EREMIYA & M. SHAHIDEHPOUR, 2013.
- [22] UCTE, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, *Final Report - System Disturbance on 4 November 2006*.
- [23] RTE, <https://www.rte-france.com/eco2mix>, Consulté en août 2021.
- [24] RTE, *Bilan électrique 2019*, 2019.
- [25] RTE, *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, 2019.
- [26] V. KRAKOWSKI et al., «Feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis,» *Applied Energy*, vol. 171, pp. 501-522, 2016.
- [27] A. AHMIDI, *Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques*, Manuscrit de thèse, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [28] RTE, *L'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique* », 2020.
- [29] S. BUTTIGIEG, *Transition énergétique : stratégies d'innovation des groupes électriques européens*, PSL Research University, 2016.
- [30] C. BRUYNOOGHE et al., *Load-following operating mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and incidence on Operation and Maintenance (O&M) costs. Compatibility with wind power variability*, JRC Scientific and Technical Reports, 2010.
- [31] A. SAVOLAINEN, *The role of nuclear and other conventional power plants in the flexible energy system*, Rapport de Master, Université de Technologie de Lappeenranta, 2015.
- [32] C. CANY, *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*, Manuscrit de thèse, Université Paris Saclay, 2017.
- [33] IEA, International Energy Agency, *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, 2014.
- [34] M.M. HAND et al., *Renewable Electricity Futures Study. Volume 1: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures*, NREL, 2012.
- [35] CEA, <https://www.cea.fr/comprendre/Pages/energies/nucleaire/essentiel-sur-fonctionnement-reacteur-nucleaire-electrogene.aspx>, Consulté en août 2021.
- [36] A. LOKHOV, *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, OECD/NEA, 2011.

- [37] N. KERKAR et P. PAULIN, *Exploitation des coeurs REP*, EDP Sciences, 2008.
- [38] IAEA, International Atomic Energy Agency, *Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation*, IAEA Nuclear Energy Series, 2018.
- [39] P. COPPOLANI et al., *La chaudière des réacteurs à eau sous pression*, EDP Sciences, 2004.
- [40] M. MUNIGLIA, *Optimisation du pilotage d'un Réacteur à Eau Pressurisée dans le cadre de la transition énergétique à l'aide d'algorithmes évolutionnaires*, Manuscrit de thèse, Université Paris-Saclay, 2017.
- [41] H. BAILLY et al., *Le combustible nucléaire des réacteurs à eau sous pression et des réacteurs à neutrons rapides - conception et comportement*, CEA, 1996.
- [42] P. MORILHAT et al., *Nuclear Power Plant flexibility at EDF*, 2019.
- [43] OECD/NEA, *Nuclear Energy and Renewables. System Effects in Low-carbon Electricity Systems*, 2012.
- [44] A. CLERJON, *Analyse et modélisation des impacts du développement des énergies renouvelables intermittentes sur le système électrique Français : Etude du potentiel du stockage de l'électricité, et de la complémentarité avec la chaleur*, Manuscrit de thèse, Université Grenoble Alpes, 2021.
- [45] The MIGRATE Project, <https://www.h2020-migrate.eu/>, Consulté en août 2021.
- [46] S. FEUTRY, *Production renouvelable et nucléaire : deux énergies complémentaires*, La Revue Générale du Nucléaire, 2017.
- [47] G. LOCATELLI et al., «Cogeneration: An option to facilitate load following in Small Modular Reactors,» *Progress in Nuclear Energy*, vol. 97, pp. 153-161, Mai 2017.
- [48] J.S. KIM et al., «Dynamic performance analysis of a high-temperature steam electrolysis plant integrated within nuclear-renewable hybrid energy systems,» *Applied Energy*, vol. 228, pp. 2090-2110, 2018.
- [49] C. FORSBERG, «Electricity Production using Nuclear Reactors with Topping Cycles to Compete with Low-Price Natural Gas and Subsidized Renewables,» *Proceedings of the 2016 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2016)*, 2016.
- [50] H.E. GARCIA et al., «Dynamic performance analysis of two regional Nuclear Hybrid Energy Systems,» *Energy*, vol. 107, pp. 234-258, 2016.
- [51] M. LEURENT, *Les centrales nucléaires comme une option pour aider à décarboner les secteurs de la chaleur Européens et Français? Une analyse prospective technico-économique.*, Manuscrit de thèse, Université Paris-Saclay, 2018.
- [52] J-B. DROIN et al., «Two-tanks heat storage for variable electricity production in SFR: preliminary architecture and transient results,» *Proceedings of the 2019 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019)*, 2019.

- [53] V. DROUET et al., «Design of a simulator oriented PWR model and optimization of load-follow operations,» *Proceedings of the 2019 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019)*, 2019.
- [54] V. DROUET, *Optimisation multi-objectifs du pilotage des réacteurs nucléaires à eau sous pression en suivi de charge dans le contexte de la transition énergétique à l'aide d'algorithmes évolutionnaires*, Manuscrit de thèse, Université Paris-Saclay, 2020.
- [55] Entso-e, *Operation Handbook - Appendix 1*, UCTE, 2004.
- [56] B. MEYER et al., *Outils de simulation dynamique des réseaux électriques. D4120*, Techniques de l'ingénieur, 1998.
- [57] J. MAHSEREDJIAN et al., «Simulation Tools for Electromagnetic Transients in Power Systems: Overview and Challenges,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, pp. 1657-1669, 2009.
- [58] J-C. PASSELERGUE, *Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques*, Manuscrit de thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998.
- [59] S. AMMARI, *Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion*, Manuscrit de thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2000.
- [60] D. CRACIUN, *Modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques*, Manuscrit de thèse, Université de Grenoble, 2010.
- [61] EDF, Tractebel, *EUROSTAG - Manuel Théorique*, 2000.
- [62] DIGSILENT, *PowerFactory - Manuel Utilisateur*, 2018.
- [63] T.L. LE, *Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées*, Manuscrit de thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008.
- [64] https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_PDF/Generator/Governor/Governor%20IEEEG1%20and%20IEEEG1_GE.pdf, Consulté en août 2021.
- [65] IEEE Committee Report, «Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 92, pp. 1904-1915, 1973.
- [66] P. POURBEIK et al., *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*, Technical Report PES-TR1, IEEE Power & Energy Society, 2013.
- [67] [https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Governor%20HYGOV%20and%20HYGOVD.htm?TocPath=Transient%20Stability%20Add-On%20\(TS\)%7CTransient%20Models%7CGenerator%7CGovernor%7C_____27](https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Governor%20HYGOV%20and%20HYGOVD.htm?TocPath=Transient%20Stability%20Add-On%20(TS)%7CTransient%20Models%7CGenerator%7CGovernor%7C_____27), Consulté en août 2021.
- [68] AGUSTRIADI, *Modeling, simulation and prevention of july 23, 2018 Southeast Sumatra power system blackout*, Rapport de Master, Institut Teknologi Bandung, 2019.

- [69] N. GUYONNEAU, *Etude d'un modèle simplifié de régulation nucléaire pour l'analyse de la stabilité du réseau électrique avec forte pénétration de productions renouvelables intermittentes*, Rapport de stage, Ecole Centrale de Nantes, 2020.
- [70] A-L. MAZAURIC et al., «Toward the specifications of a “flexible” nuclear reactor: Approach through power system,» *Proceedings of the 2020 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2020)*, 2020.
- [71] F. BERNOT, *Alternateurs synchrones de grande puissance (partie 1). D 3 550*, Techniques de l'Ingénieur, 2002.
- [72] F. POITIERS, *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne - Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau*, Manuscrit de thèse, Université de Nantes, 2003.
- [73] A. TENINGE, *Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire*, Manuscrit de thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009.
- [74] V. COURTECUISSÉ, *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*, Manuscrit de thèse - Arts et Métiers Paris-Tech, 2008.
- [75] C. BOUDOT et al., «Small Modular Reactor based solutions to enhance the grid reliability: impact of the modularization of large power plants on the frequency stability, under submission,» *EPJN*, 2021.
- [76] T. ATHAY et al., «A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, n° 12, pp. 573-584, 1979.
- [77] A. PAI, *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Springer US, Power Electronics and Power Systems, 1989.
- [78] J-B. DROIN, *Modélisation d'un transitoire de perte de débit primaire non protégé dans un RNR-Na*, Manuscrit de thèse, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [79] H. GRARD, *Physique, fonctionnement et sûreté des REP: Le réacteur en production*, EDP Sciences, 2014.
- [80] CORYS, <https://www.corys.com/fr/pwr-c-1300>, Consulté en août 2021.
- [81] P. REUSS, *Neutron Physics*, EDP Sciences, 2008.
- [82] <https://www.nuclear-power.com/nuclear-engineering/heat-transfer/convection-convective-heat-transfer/dittus-boelter-equation/>, Consulté en août 2021.
- [83] B. MULTON et al., *Aérogénérateurs électriques. D 3 960*, Techniques de l'ingénieur, 2004.
- [84] P. BAUER et al., «Windenergy and Offshore Windparks: State of the Art and Trends,» *Conference European Power Electronics (EPE)*, p. 2002.
- [85] P. REUSS, *Précis de neutronique*, EDP Sciences, 2003.
- [86] C. HERER, *Thermohydraulique des réacteurs à eau sous presson. BN 3 050v2*, Techniques de l'Ingénieur, 2018.

- [87] M. LE SAUX, *Comportement et rupture de gaines en Zircaloy-4 détendu vierges, hydrurées ou irradiées en situation accidentelle de type RIA*, Manuscrit de thèse, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2008.
- [88] International Nuclear Safety Center Material Properties Database , <http://www.insc.anl.gov/matprop/zircaloy/index.php>, Consulté en septembre 2021.
- [89] A. MICHEL, *Etude du comportement des gaz de fission dans le dioxyde d'uranium : mécanismes de diffusion, nucléation et grossissement de bulles*, Manuscrit de thèse, Université de Caen, 2011.
- [90] IAEA, International Atomic Energy Agency, *Thermal Conductivity of Uranium Dioxide*, 1966.

Annexe A- APPLICATION DE LA METHODOLOGIE PSS

L'annexe décrit la méthodologie permettant de déterminer le ou les générateurs du réseau « 4-machines » où le PSS est ajouté, ainsi que les caractéristiques retenues du PSS. La méthodologie est extraite de [68].

L'objectif de l'ajout d'un PSS est d'améliorer l'amortissement pour repousser les limites d'échanges de puissance sur un réseau. Un PSS fonctionne en lien avec le système d'excitation d'une machine synchrone pour modifier l'angle interne afin d'augmenter l'amortissement. Il y a deux étapes majeures dans cette méthodologie à savoir déterminer la ou les machines synchrones nécessitant l'ajout du PSS, puis quelles sont les caractéristiques de la régulation PSS.

Pour appliquer cette méthodologie, le réseau de référence « 4-machines » initial [15] est utilisé. Les régulations AVR et *gover* telles que présentées au Chapitre III, section III.3.3.2 sont implémentées sur les différents générateurs.

- **Détermination de la machine la plus « perturbatrice » :**

L'analyse modale sur le logiciel de simulation dynamique est effectuée afin d'identifier le générateur qui participe le plus dans la génération des modes de fréquence qui causent l'oscillation du système électrique lors de perturbations de petits signaux.

La suite du paragraphe détaille les étapes successives effectuées sur PowerFactory pour trouver le générateur en question.

- Activation du mode « analyse modale / des valeurs propres » (*Small Signal Stabilities, Eigenvalue Analysis*) sur PowerFactory.
- Sélection des « modes » dans l'onglet résultat.
- Le « mode » le plus pénalisant est celui qui crée le plus d'oscillation. Il est obtenu pour le facteur d'amortissement le plus faible (inférieur à 5%). → Dans le cas du « 4-machines », c'est le mode 26 avec une fréquence d'amortissement de 0,50 Hz
- Affichage des états du mode 26 ou du diagramme en barre du facteur de participation du mode 26, (cf. Figure A-1).

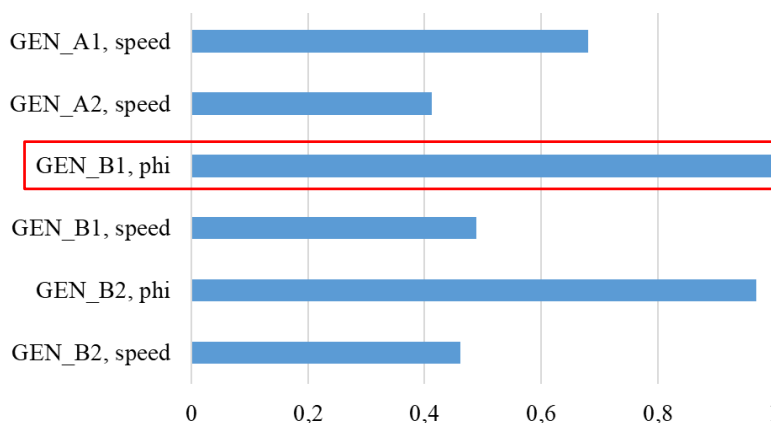


Figure A-1 : Facteurs de participation du mode d'oscillation 26 en valeur absolue

- La machine qui induit le plus d'oscillations est celle pour laquelle le facteur de participation est le plus élevé. → Dans le cas du « 4-machines », c'est le générateur GEN_B1, qui perturbe le

plus le réseau, même si GEN_B2 participe beaucoup aux modes d'oscillations en raison de l'aspect symétrique du réseau 4-machines. Le PSS est donc ajouté sur ce générateur.

- **Caractéristiques du PSS :**

- Le PSS STAB1 est retenu car il est satisfaisant pour les générateurs thermique ou nucléaire. De plus, c'est celui choisi par [68]. Après essai avec d'autres types de PSS, il n'y a pas d'amélioration notable sur les oscillations du réseau lors de perturbations telle qu'une variation de charge de 2%.
- Les grandeurs renseignées sur le Tableau A-1 sont utilisées, après une étude non exhaustive sur la sensibilité de chacun des paramètres.

Tableau A-1 : Caractéristiques du PSS STAB1 sur la machine GEN_B1

Nom		Valeurs	Unité
Stabilizer Gain	K	<i>100</i>	pu
Washout integrate time constant	T	<i>1</i>	s
Second Lead/Lag derivative time constant	T2	<i>1</i>	s
Second Lead/Lag delay time constant	T4	<i>0,01</i>	s
First Lead/Lag derivative time constant	T1	<i>0,5</i>	s
First Lead/Lag delay time constant	T3	<i>0,05</i>	s
Signal PSS maximum	HLIM	<i>0,03</i>	pu

Annexe B - QUELQUES ELEMENTS SUR LES MODELES D'EOLIENNES

Cette annexe explique le fonctionnement d'une éolienne et détaille certaines technologies existantes pour les éoliennes à axe horizontal uniquement, dans le but de ne retenir qu'un seul type de modèle pour la modélisation sous PowerFactory. Plus de détails sur les technologies éoliennes sont disponibles dans les références [27], [73], [74], [72], [83] et [84].

Une éolienne est un dispositif qui permet de convertir une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique *via* le rotor, puis de transformer cette énergie en électricité injectée ensuite sur le réseau. Une représentation schématique est proposée sur la Figure B-1.

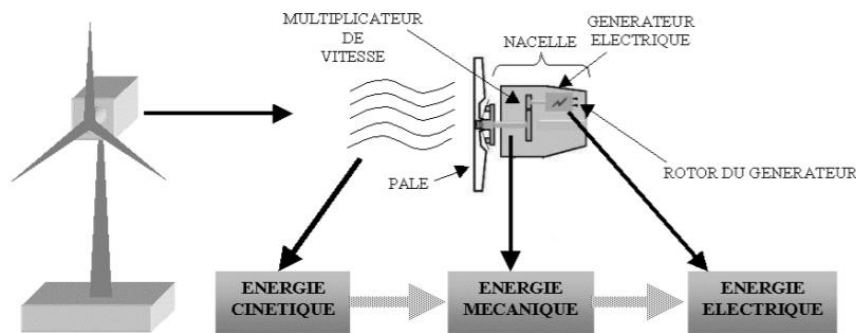


Figure B-1 : Etape de la conversion éolienne [72]

Des pales entraînées en rotation par la force du vent permettent la production électrique. Une transmission mécanique transmet la puissance du rotor et des pales vers la génératrice. La génératrice électrique transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Une nacelle supporte l'ensemble des éléments, elle est placée au sommet d'un mât et se dirige face au vent grâce à un système d'orientation.

Selon le régime de vent (force, orientation), le type d'éolienne est adapté. Cependant chaque type d'éolienne a une vitesse nominale de fonctionnement, même si elle peut produire en dessous de cette vitesse. A noter également, que par mesure de sécurité, les éoliennes sont arrêtées pour des vents trop forts afin d'empêcher tout dommage lors d'une utilisation en dehors de leur domaine de dimensionnement (notamment la destruction pure et simple de l'éolienne). La conception de l'aérogénérateur s'effectue en fonction de la taille de la turbine et de la classe de vent.

Il est important de noter que si toute l'énergie cinétique du vent était récupérable alors la puissance instantanée disponible P_v serait gouvernée par l'équation ci-dessous [83].

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{B-1})$$

Avec :

- ρ : la masse volumique de l'air
- v : la vitesse du vent à l'instant t
- A : l'aire issue de la projection de la pale sur l'axe perpendiculaire à la vitesse du vent

La puissance disponible est donc proportionnelle à la vitesse du vent au cube. En réalité une turbine éolienne extrait une puissance P_t inférieure à la puissance disponible. L'aptitude de conversion de l'énergie éolienne est donnée par le coefficient de puissance ci-dessous :

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \text{ avec } C_p < 1 \quad (\text{B-2})$$

Ce coefficient de puissance présente un maximum, appelé limite de Betz tel que $C_{p_{max}} = 0,593$. L'efficacité de la captation d'énergie, qui dépend des caractéristiques aérodynamiques et des réglages de la chaîne de conversion, est inférieure à cette limite. C'est cette limite théorique qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent. Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent. Afin d'optimiser le rendement de l'éolienne, il faut adapter la vitesse de rotation de l'éolienne en permanence à la vitesse du vent et l'angle d'incidence des pales. Deux systèmes existent pour contrôler la vitesse de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent. Le premier est le système à pas variable (*pitch*) qui fait varier l'angle de calage de manière optimal pour modifier le rapport entre composantes de trainée et portance. La deuxième option est le système à décrochage aérodynamique (*stall*) où l'augmentation relative du vent s'accompagne automatiquement d'une diminution de l'angle de calage qui provoque un décrochage aérodynamique de la turbine aux vitesses de vent plus grandes que la vitesse nominale, dans le cas de génératrice asynchrone principalement.

Ensuite, deux configurations sont possibles concernant la transmission de la puissance de la turbine à la génératrice ; vitesse fixe ou vitesse variable. Cela dépend aussi du type de machine synchrone ou asynchrone.

- Le générateur tourne à vitesse fixe ou varie très légèrement en jouant sur le glissement de la machine asynchrone (seuls les générateurs asynchrones sont utilisés dans ce cas).
- Une interface de puissance adapte la fréquence des courants du générateur à celle du réseau et permet ainsi de fonctionner à vitesse variable. Autrement dit, l'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine électrique.

Les systèmes à vitesse constante permettent une chaîne cinématique simple, robuste et relativement peu coûteuse. Cependant, la vitesse variable apporte un rendement énergétique plus important, des contraintes mécaniques plus faibles (une rafale de vent entraîne une accélération des pales au lieu d'une pointe de couple), une puissance électrique plus constante (le rotor éolien sert de tampon énergétique intermédiaire) et enfin un bruit acoustique réduit à faible vitesse du vent [83]. L'ajout d'un multiplicateur entre la turbine et la génératrice n'est pas nécessaire mais permet de gagner en terme d'efficacité car de l'énergie est récupérable pour une plus grande plage de vent. L'avantage d'une machine asynchrone par rapport à une machine synchrone est qu'elle peut supporter de légères variations de vitesse car la vitesse du vent peut évoluer rapidement notamment lors de rafales. En revanche, une éolienne avec machine synchrone ne nécessite pas forcément de multiplicateur de vitesse.

A partir de toutes les informations précitées sur les éoliennes, on distingue trois grandes générations d'éolienne selon l'époque d'installation, le type de turbine et l'aérogénérateur associé [83].

- **Machine asynchrone à cage (MAS)**

C'est la génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde (1^{ère} génération). D'après la Figure B-2, le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé de MAS consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau. La machine a un nombre de paires de pôles fixe et doit

donc fonctionner sur une plage de vitesse très limitée (glissement inférieur à 2%). La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important, les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs. La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau et pas de contacts glissants) permet de limiter la maintenance sur la machine. Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau. Cette technologie est généralement réservée à des éoliennes de petite capacité, *i.e.* inférieure à 1 MW.

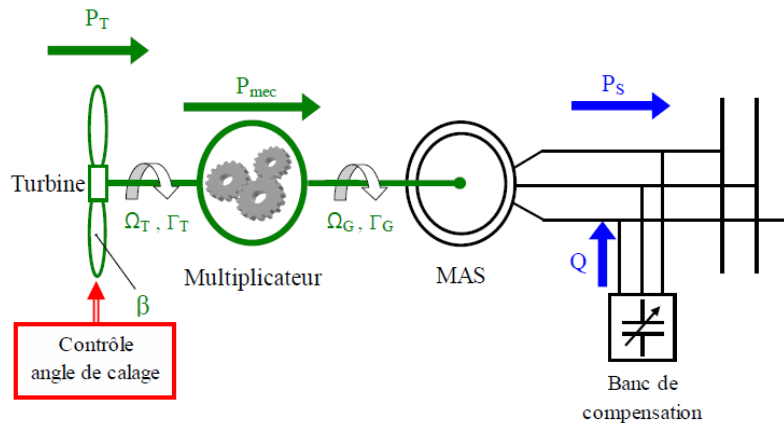


Figure B-2 : Schéma de principe d'une éolienne à machine asynchrone à cage [73]

- **Machine asynchrone à double alimentation (MASDA)**

C'est une machine asynchrone à rotor bobiné (au lieu d'une cage dont les enroulements ne sont pas accessibles). Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé alors que les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant (la puissance traversant ces convertisseurs peut être alors absorbée ou produite par la machine selon le mode de fonctionnement), comme le montre la Figure III-18. En effet, le convertisseur ajouté au rotor est dimensionné pour la puissance du rotor qui est plus faible qu'au stator. Ainsi on peut régler notamment le glissement, donc le couple, donc la puissance, donc la vitesse de rotation de l'arbre. Le système de la MASDA permet de régler la vitesse de rotation du rotor en fonction de la vitesse du vent, ainsi la MASDA permet un fonctionnement en génératrice légèrement différente de la vitesse de synchronisme (stator). Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur.

- **Machine synchrone à aimants permanents (MSAP)**

Dans une machine synchrone classique utilisée en alternateur, le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si l'alternateur est connecté au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, la machine asynchrone avait été préférée jusqu'alors. Concernant les éoliennes avec machine synchrone, une interface d'électronique de puissance est systématiquement placée entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation. La Figure B-3 présente un schéma de fonctionnement d'une éolienne à MSAP.

Les alternateurs à aimants permanents produisent un courant et une tension de fréquence proportionnelle à la vitesse de rotation de l'arbre donc à la vitesse du vent. Le stator est constitué d'enroulements qui vont être le siège de courant électrique alternatif induit par la variation du flux du champ magnétique due au mouvement relatif de l'inducteur par rapport à l'induit. Le stator est raccordé au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs, classiquement un redresseur et un onduleur. Les convertisseurs sont dimensionnés par rapport à la puissance du stator, cela signifie que la pleine puissance va être fournie au réseau à travers le transformateur de couplage, ce qui peut entraîner des pertes. La fréquence de la MSAP importe peu car le passage en continu nous permet de nous affranchir de la contrainte de la vitesse fixe. On peut aussi régler la puissance active et la puissance réactive, donc la tension, par les convertisseurs. Par ailleurs, les aimants sont réalisés à l'aide de terres rares et sont par conséquent très coûteux, bien que leur utilisation de plus en plus fréquente tende à faire baisser leur prix. De plus, les variations importantes de couples électromagnétiques qui peuvent avoir lieu dans un système éolien risquent d'entraîner une démagnétisation des aimants lorsqu'ils sont constitués de matériaux classiques. Notons également que l'utilisation de machines synchrones à faible vitesse (grand nombre de paires de pôles) permet de supprimer le multiplicateur de vitesse, pièce mécanique complexe entraînant des pertes et des pannes fréquentes mais l'augmentation du nombre de pôles implique une machine de très grand diamètre représentant un barrage important pour l'écoulement du vent.

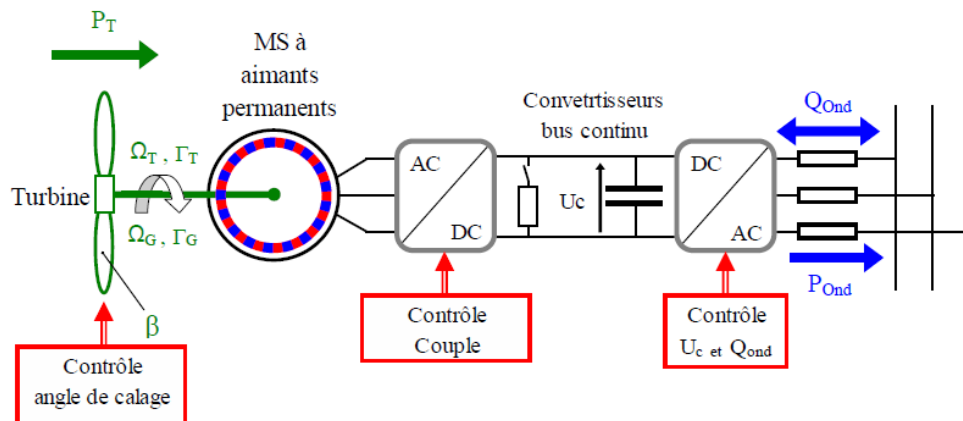


Figure B-3 : Schéma de principe d'une éolienne à machine synchrone [73]

Le modèle d'éolienne à machine synchrone à aimants permanents correspond à la dernière génération d'éolienne installée sur le réseau français. Ce type d'éoliennes convient pour des parcs de grandes puissances rattachés directement au réseau de transport, car l'éolienne peut produire une puissance allant jusqu'à une petite dizaine de MW, ainsi le facteur de charge est meilleur. Ces dernières pourraient également participer au réglage de fréquence étant donné que la conversion est gérée par une machine synchrone.

Le Tableau B-1 récapitule les avantages et inconvénients de chacune des technologies de manière succincte.

Tableau B-1 : Comparatif de trois technologies éoliennes

	Avantages	Inconvénients
MAS	<ul style="list-style-type: none"> - Machine standard - Robuste et à bas coûts grâce notamment à l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues - Pas de génération d'harmoniques haute fréquence 	<ul style="list-style-type: none"> - Besoin d'un multiplicateur de vitesse mécanique (lourd) + entretien régulier de celui-ci - Nécessite un contrôle de la puissance réactive - Forte interaction avec le réseau (effets <i>flicker</i>²⁰) - Petite capacité - Pas d'électronique de puissance
MASDA	<ul style="list-style-type: none"> - Machine standard, économiquement attractive - Convertisseur électronique de puissance : <ul style="list-style-type: none"> o Contrôle de la conversion d'énergie o Possibilité de contrôler la puissance réactive - Optimisation de la puissance extraite* 	<ul style="list-style-type: none"> - Entretien et maintenance plus fréquent : <ul style="list-style-type: none"> o A cause du multiplicateur de vitesse (bruit) o Du au système de bagues-balais - Forte interaction avec le réseau - Convertisseur d'électronique de puissance
MS	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilité d'éliminer le multiplicateur de vitesse → réduction du poids, maintenance réduite - Optimisation de la puissance extraite* - Convertisseur électronique de puissance : <ul style="list-style-type: none"> o Contrôle de la conversion d'énergie o Contrôler la puissance réactive o Possibilité de « découplage » Turbine / Générateur et réseau o Participation au réglage de fréquence - Autonomie renforcée car pas besoin d'excitation extérieure (aimants permanents) 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité de démarrer l'éolienne avec un vent relativement fort** - Construction des aimants particulièrement gourmande en terres rares d'où un surcoût économique - Diamètre imposant de la machine s'il n'y a pas de multiplicateur - Convertisseur d'électronique de puissance - Prix élevé (surcoût d'environ 50% par rapport à la structure MAS)

* Vitesse variable permet à l'éolienne de fonctionner sur une plus large plage de vitesse de vent

** Il faut toujours produire la même densité de flux magnétique quelle que soit la vitesse de rotation du rotor. Le rotor est donc difficile à démarrer car la résistance au mouvement est importante, son démarrage nécessite un vent relativement important.

²⁰ Le *flicker* correspond à des variations de tension (perturbations électromagnétiques ou variation de puissance/couple) liées aux turbulences de vent, aux effets d'ombrage dus au passage des pales le long du mât ou encore aux accrochages/décrochages successifs au réseau qui se produisent sur certains systèmes à couplage direct. En effet, lorsqu'une pale passe devant le mât (position verticale basse), elle subit une perturbation aérodynamique qui produit une sorte d'effet "balourd". La pression de l'air sur les pales n'est plus la même, d'où une oscillation de couple. Cet effet se traduit par une gêne visuelle due au scintillement de l'éclairage et s'exprime selon le rapport entre l'amplitude et le temps de battement.

Annexe C - SENSIBILITE DU CRITERE DE FLEXIBILITE ET DOMAINE DE VALIDITE

L' annexe C complète le chapitre IV sur la détermination d'un critère de flexibilité. Pour ce faire, trois aspects sont abordés ; (i) la sensibilité de la constante d'inertie sur la rampe de puissance de l'unité flexible nucléaire et donc du creux de fréquence, (ii) l'impact du temps de la perturbation EnR sur le critère de flexibilité et (iii) la symétrie de l'événement EnR sur le réseau.

1) Sensibilité du modèle d'unités nucléaires flexibles sur le creux de fréquence

La modélisation d'une unité nucléaire dépend notamment de deux paramètres principaux ; il s'agit de la constante de temps T4 et du statisme. Le statisme influence directement sur la fréquence finale tandis que la constante de temps T4 impacte la dynamique de réponse de la machine concernée et donc la dynamique de réponse de la fréquence lors du réglage primaire.

La Figure C-1 présente la sensibilité de la constante sur la rampe de puissance de l'unité nucléaire flexible et de surcroît sur la fréquence creux lors d'un même événement EnR à savoir d'une chute de production de 100 MW. Dans cet exemple, il n'y a aucune contrainte de rampe sur la machine de référence GEN_A1, *i.e.* elle est considérée comme une machine thermique classique. La constante de temps T4 des machines GEN_A2 et GEN_B2 est modifiée. La plage d'influence du T4 s'étend de 50 à 150 s. Comme le montrent les figures ci-dessous, T4 impacte à la fois la rampe de puissance et le creux de fréquence. La constante d'inertie a finalement une incidence limitée sur l'amplitude du creux de fréquence. Un écart de seulement 20 mHz entre les deux valeurs extrêmes de T4 prises en compte est observé pour une modification de la rampe entre 3,3% et 8,2%Pn/min (soit moins de 0,1% d'erreur relative sur la fréquence).

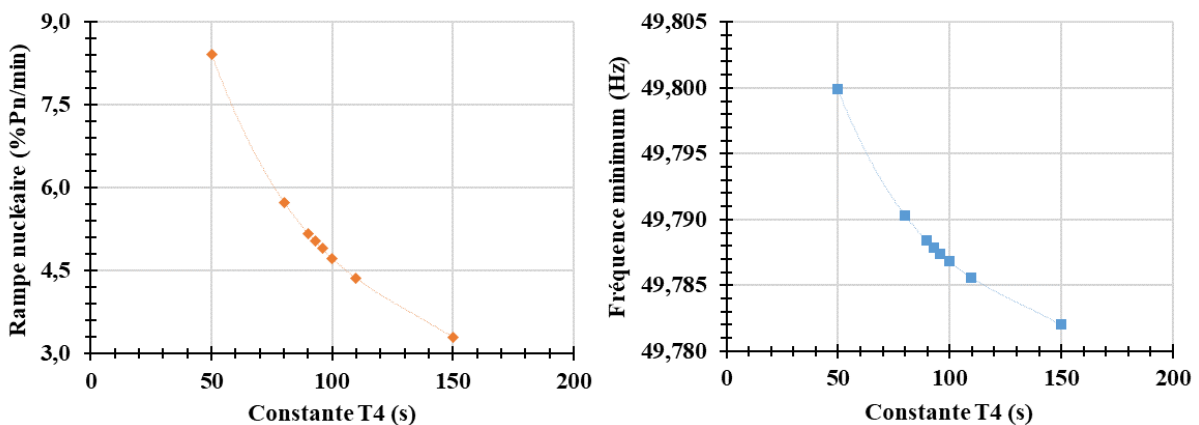


Figure C-1 : Rampe de puissance de l'unité flexible et fréquence creux en fonction de la constante T4 pour une perturbation EnR $\Delta P = 100$ MW

Cette étude permet de justifier la précision des calculs effectués pour le Chapitre IV. Le degré de détail est suffisant pour la mise en place de la méthodologie en première approche.

2) Influence du temps de la perturbation EnR sur la fréquence minimum

Il a été convenu dans le chapitre III de prendre en compte des événements perturbateurs EnR d'amplitude variable mais d'une durée fixe de 10 s. Néanmoins, dans le but d'étudier la robustesse des modèles et leur influence sur le critère de flexibilité, cette section s'intéresse à l'influence de la durée de la perturbation sur le creux de fréquence pour des perturbations faibles. Dans cet exemple, la machine de référence GEN_A1 est considérée comme thermique, tandis que les générateurs GEN_A2 et GEN_B2 sont des nucléaires actuels limités par la rampe de 5%Pn/min. La Figure C-2 montre que l'amplitude du temps de l'événement translate les résultats obtenus pour le cas de base à $\Delta t = 10$ s.

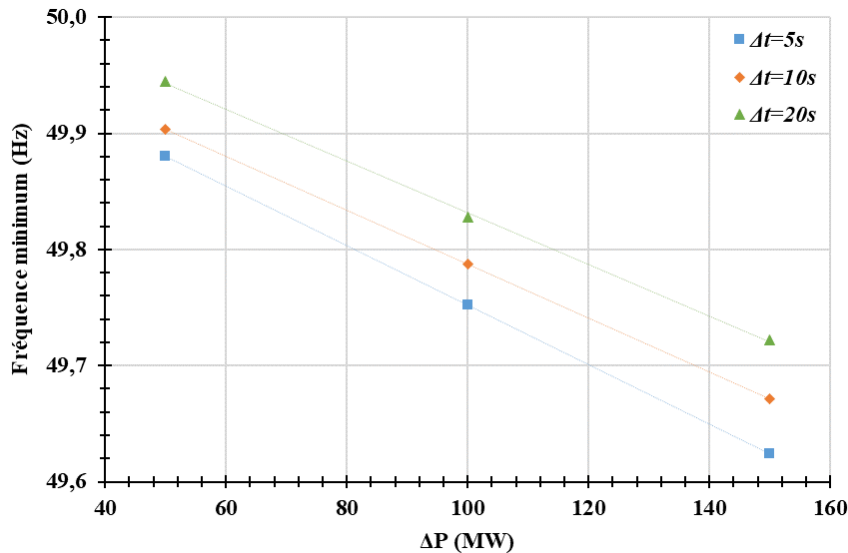


Figure C-2 : Fréquence creux en fonction de la perturbation EnR pour différentes valeurs de Δt

Sur les amplitudes de chute considérées, le creux de fréquence en fonction du ΔP peut être considéré comme linéaire. Le Tableau C-1 indique que l'approximation linéaire est quasi identique dans les trois cas de Δt .

Tableau C-1 : Approximation linéaire du creux de fréquence en fonction de l'amplitude chute pour différentes valeurs de Δt

Δt	Equation	Coefficient de détermination
5 s	$y = -0,0026x + 50,01$	$R^2 = 1$
10 s	$y = -0,0023x + 50,02$	$R^2 = 1$
20 s	$y = -0,0022x + 50,05$	$R^2 = 0,9991$

Cela montre qu'en modifiant le temps de l'événement EnR, le raisonnement sur la détermination d'un critère semble toujours applicable. L'hypothèse sur l'événement perturbateur pourrait donc être adaptée autour du point défini dans les hypothèses initiales.

3) Influence d'une perturbation à la hausse ou à la baisse

Il a été décidé dans le Chapitre III de restreindre l'étude à un événement pénalisant représentant une baisse de la production EnR, car les conséquences d'un tel événement sont potentiellement plus importantes sur la stabilité du réseau. Une étude présentée sur le tableau ci-dessous confirme cette hypothèse. L'exemple reproduit la même variation de puissance pendant 10 secondes pour un cas stable et un cas non stable dans le cas de référence *i.e.* pour une baisse de production EnR. Les trois machines GEN_A1, GEN_A2 et GEN_B2 sont limitées par la rampe maximale de $5\%P_n/min$.

Tableau C-2 : Ecart de fréquence en fonction du sens de la perturbation EnR

ΔP	Baisse de production EnR (cas ref)	Hausse de production EnR
100 MW	-0,55 mHz	+0,53 mHz
150 MW	-1,85 mHz	+0,80 mHz

Cet écart sur le creux de fréquence lors d'une variation de 150 MW provient du fait que les réserves de puissance disponibles sont entièrement utilisées dans le cas d'une perte de la production EnR. Pour cette raison, la stabilité n'est plus assurée. Il a donc été décidé de simuler des pertes de puissance de la part de la source EnR plutôt que des hausses de puissance afin de faire apparaître cette limite sur certains transitoires.

Annexe D– PRECISIONS SUR LA MODELISATION

Cette annexe précise les choix concernant le point de fonctionnement initial. Elle apporte également des précisions au sujet du comportement observé du réacteur lors de l'activation ou non des régulations à l'aide du simulateur qui a servi à la vérification du modèle.

- **Conditions initiales :**

L'état initial du modèle dépend notamment de l'épuisement du combustible et du chargement de puissance électrique et thermique cœur en début de transitoire.

- Puissance initiale :

Les réacteurs du parc français fonctionnent proche de leur puissance nominale pour des raisons économiques notamment. Par ailleurs, ils participent au suivi de fréquence et suivi de charge ; une réserve de puissance est alors allouée. La puissance optimale d'un REP est alors de $93\%P_n$. Or, ce point de fonctionnement n'existe pas facilement sur le simulateur C-PWR-1300, c'est pourquoi il a été décidé d'étudier un transitoire le plus proche de cette valeur donc $100\%P_n$ à l'état initial.

- Epuisement du combustible ou *burnup* :

La Figure D-1 présente la puissance cœur et la température moyenne pour un transitoire en fonction du *burnup* (taux de combustion du combustible) qui traduit la fraction du combustible nucléaire qui est consommée dans un réacteur nucléaire pour produire de l'énergie, autrement dit le temps passé à être utilisé dans le réacteur. Les deux cas extrêmes sont étudiés :

- DDV : Début de vie *i.e.* le cœur est neuf, le *burnup* est proche de 0 ;
- FDV : Fin de vie *i.e.* l'épuisement du combustible est presque atteint.

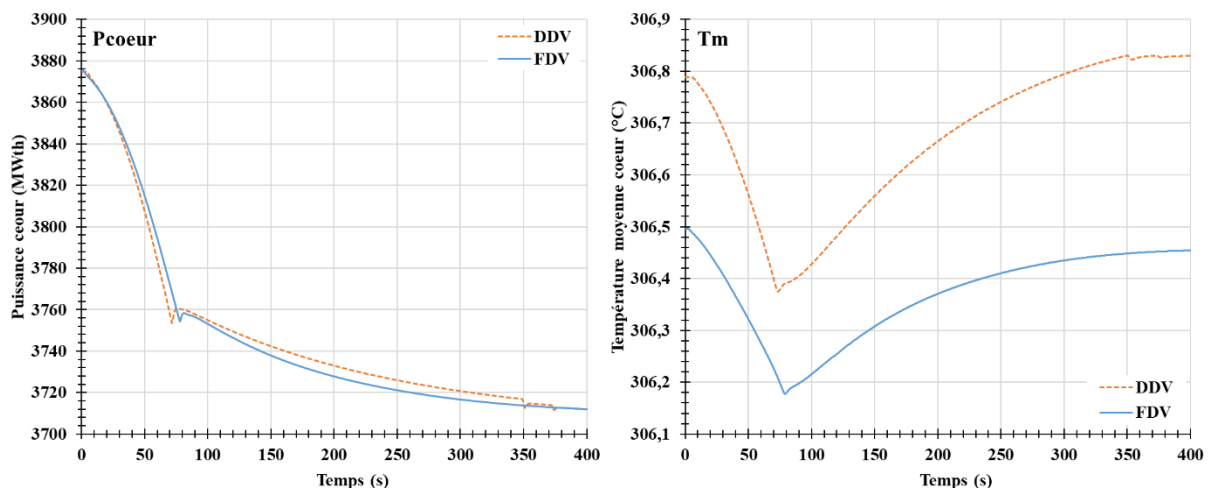


Figure D-1 : Comparaison des puissances cœur et températures moyenne en fonction du *burnup*

La puissance cœur retrouve quasiment le même état d'équilibre en début de vie ou en fin de cycle, donc, en première approche, le *burnup* n'influe pas l'évolution de la puissance en stationnaire. Les gradients de puissance cœur et de température moyenne maximal semblent plus forts en DDV qu'en FDV. Par ailleurs, le comportement de la température dans le cœur diffère en fonction de l'avancement en stationnaire et pendant le transitoire. Les écarts de température moyenne sont plus forts en DDV (courbe

orange pointillée) avec un $\Delta T_{m_{DDV}} = 0,73^{\circ}\text{C}$, contre $\Delta T_{m_{FDV}} = 0,32^{\circ}\text{C}$ en FDV (courbe bleue). Pour ces raisons, il a été choisi de démarrer un transitoire de puissance en début de cycle car cette configuration est « enveloppe ». Cette étude est évidemment perfectible, et nécessiterait d’être fortement approfondie.

• **Influence des régulations GRT et GCP :**

Pour étudier l’influence des régulations sur le comportement du réacteur, on lance sur le simulateur C-PWR-1300 un transitoire de baisse de charge de $5\%P_n$ à partir d’un cœur en début de vie chargé à $100\%P_n$, pour différentes configurations de régulations :

- Régulations GCP et GRT : les régulations de puissance et de température sont actives ;
- Régulation GRT uniquement : seule la régulation sur la température moyenne en boucle fermée est active ;
- Régulation GCP uniquement : seule la régulation de puissance cœur en boucle ouverte est active ;
- Dynamique libre : aucune régulation est activée, le réacteur est régi uniquement par les contre-réactions ou autres phénomènes naturels.

Les résultats sont présentés en Figure D-2.

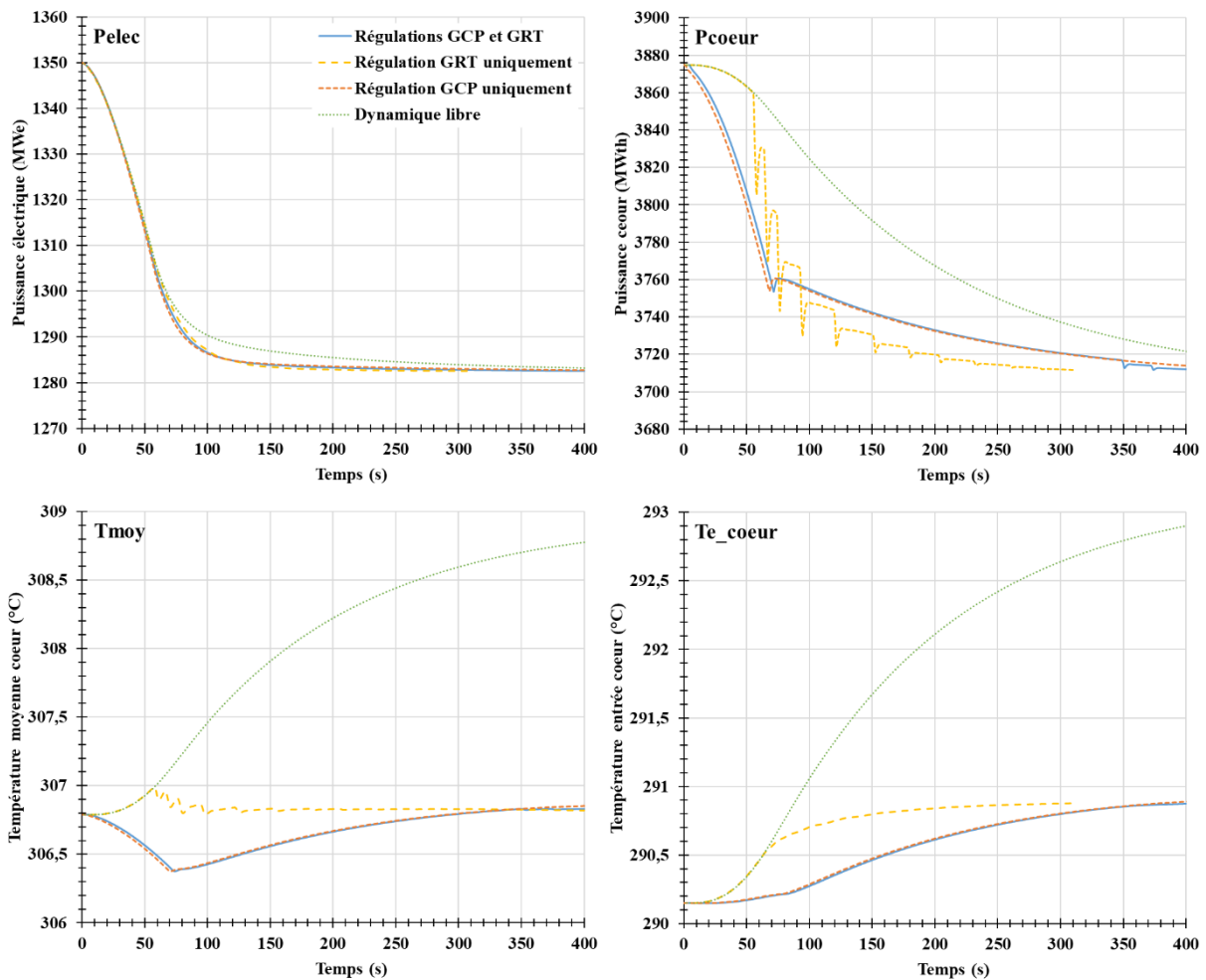


Figure D-2 : Comparaison des puissances électrique et cœur et des températures entrée et moyenne cœur en fonction de la régulation

La puissance électrique cible est atteinte dans tous les cas, même si en dynamique libre (courbe verte pointillée), le retour à l'équilibre est plus lent. Les régulations de puissance et de température améliorent drastiquement la rapidité de la dynamique de réponse du réacteur. En ce qui concerne la puissance du cœur, la réponse dépend fortement des régulations activées. En dynamique libre, la température moyenne dans le cœur augmente suite à une baisse de charge.

A contrario, lorsque toutes les régulations sont activées (courbe bleue), la puissance cœur ainsi que la température moyenne commencent par diminuer quasi-instantanément avec l'insertion des GCP (régulation de puissance). Après 70 secondes, la régulation de température fait son effet car la limite acceptable de température moyenne doit être dépassée, ce qui provoque l'augmentation de la température moyenne jusqu'à stabilisation. De son côté, la température entrée est constante dans un premier temps en raison de la compétition entre la régulation de puissance qui impose la diminution de la température et la dynamique libre qui voudrait la hausse de température cœur. Ensuite, la température entrée augmente très légèrement via l'activation des GRT après 60 secondes.

En outre, des irrégularités sur l'évolution de la puissance cœur et de la température sont observées lorsque la régulation de température (courbe en jaune pointillée) seule est activée. Ces pics traduisent l'insertion des groupes GRT dans le cœur. Ces irrégularités ne sont pas satisfaisantes pour le cœur et les équipements, car elles introduisent de forts gradients sur les structures et des hétérogénéités sur le flux. Une alarme est même activée sur le simulateur, ce qui n'est pas envisageable pour un fonctionnement normal comme supposé initialement.

Enfin, le comportement du cœur avec les deux régulations nécessaires au pilotage des REP (GRT et GCP) et l'évolution du comportement du cœur dans le cas de la régulation sur la puissance uniquement (courbe en orange) semblent similaires.

Annexe E - COMPLEMENTS SUR LA MODELISATION DU REP 1300 MW SOUS MATLAB

Cette annexe précise les modèles retenus et les équations associées pour l'élaboration de l'outil sous Matlab. La modélisation est distinguée en trois parties successives ; (i) détail sur le modèle neutronique, (ii) détail sur les bilans thermiques dans le cœur et dans le circuit primaire, et (iii) tableau récapitulatif des caractéristiques retenues.

Le Tableau E-1 indique la nomenclature utilisée pour la modélisation du REP 1300 MW sous Matlab. En fin d'annexe, les Tableaux E-2,

Tableau E-3, Tableau E-4 et Tableau E-5 récapitulent toutes les valeurs utilisées pour la modélisation du REP 1300 MW sous Matlab ainsi que les caractéristiques initiales du modèles.

Tableau E-1 : Nomenclature du modèle de REP 1300 MW sous Matlab

	Description	Unité
$N(t)$	Population neutronique	cm^{-3}
$\rho(t)$	Réactivité totale du cœur	pcm
β	Fraction totale de neutrons retardés	pcm
β_i	Fraction de neutrons retardés du groupe de précurseur i	pcm
Λ	Temps de génération des neutrons prompts (s), ie. la durée de vie moyenne entre deux générations de neutron	s
λ_{i}	Constante de désintégration des précurseurs du groupe i	s^{-1}
C_i	Concentration de précurseurs du groupe i	cm^{-3}
i	Numéro de groupe de précurseurs de neutrons retardés	
c	Indice pour désigner le combustible	
jeu	Indice pour désigner l'espace entre le combustible en pastille et la gaine	
g	Indice pour désigner la gaine	
eau	Indice pour désigner le caloporteur eau	
λ_i	Conductivité thermique de conduction du milieu	$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$
c	Indice pour désigner le combustible	
jeu	Indice pour désigner l'espace entre le combustible en pastille et la gaine	
g	Indice pour désigner la gaine	
eau	Indice pour désigner le caloporteur eau	
λ_i	Conductivité thermique de conduction du milieu	$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$
μ_{eau}	Viscosité dynamique de l'eau	$Pa \cdot s$
h_i	Coefficient d'échange global du milieu par convection et/ou rayonnement et/ou conduction	$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$
H_c	Hauteur de combustible (zone fissile) dans un crayon	m
H_g	Hauteur de gaine d'un crayon combustible	m
$r_{ext i}$	Rayon extérieur du milieu	m

	Description	Unité
r_{moy_i}	Rayon moyen correspondant au rayon où la température dans le milieu est moyenne. Ce rayon est calculé à partir de l'équation de la chaleur qui donne le profil de chaleur dans un crayon combustible et dans la gaine.	m
$coeur$	Indice pour désigner le cœur	
GV	Indice pour désigner le GV	
$canal$	Indice pour désigner le canal, volume d'eau autour d'un crayon combustible dans le cœur	
n_{ass}	Nombre d'assemblage dans le cœur	
$n_{crayons}$	Nombre de crayons combustible par assemblage	
n_{tubes}	Nombre de « tubes » (= combustibles + tubes instrumentation + grappes de contrôle) par assemblage	
Dh_{canal}	Diamètre hydraulique dans un canal combustible	m
ρ_i	Masse volumique du milieu i	$kg.m^{-3}$
c_{p_i}	Capacité thermique massique du milieu i	$J.K^{-1}.kg^{-1}$
T_i	Température moyenne dans le milieu i	K
Q_v	Débit volumique total dans le circuit primaire	$m^3.s^{-1}$
Q_{v_i}	Débit volumique du fluide dans la conduite i	$m^3.s^{-1}$
α	Coefficient de fuite dans le circuit primaire	
$P_{cond_{i \rightarrow j}}$ ou $P_{conv_{i \rightarrow j}}$	Puissance échangée par convection ou conduction entre les milieux i et j	W
P_{in} et P_{out}	Puissances en entrée et sortie du cœur circulant par convection forcée	W

1) Module neutronique [81],[85]

Cette partie décrit le calcul de la puissance issue de la réaction en chaîne grâce à la cinétique point et complète la section V.3.1.1. Pour un cœur de réacteur à l'équilibre, la puissance thermique totale $W_{th_{tot}}$ se décompose en deux termes d'origines physiques différentes ; la puissance nucléaire $W_{th_{nucl}}$ produite par les réactions de fission dans le combustible et la puissance résiduelle $W_{th_{res}}$ produite par la désintégration radioactive des produits de fission instables et qui représente l'inertie thermique du cœur.

En supposant à chaque instant le réacteur à l'équilibre, la puissance thermique totale s'écrit donc :

$$W_{th_{tot}}(t) = W_{th_{nucl}}(t) + W_{th_{res}}(t) \quad (E-1)$$

- Puissance résiduelle $W_{th_{res}}$:

En régime nominal, la puissance résiduelle $W_{th_{nucl}}$ dans un cœur de REP est de l'ordre de 6-7% de la puissance thermique totale [85] en fonctionnement.

$$W_{th_{res}}(t) = 7\% \times W_{th_{tot}}(t) \quad (E-2)$$

On en déduit finalement l'expression de la puissance thermique totale dans le cœur :

$$W_{th_{tot}}(t) = 107,5\% \times W_{th_{nucl}}(t) \quad (E-3)$$

- Puissance nucléaire $W_{th_{nucl}}$:

On considère que l'évolution de la puissance nucléaire $\Delta W_{th_{nucl}}$ est directement proportionnelle à l'évolution de la population neutronique N de telle sorte que :

$$\frac{\Delta W_{th_{nucl}}(t)}{W_{th_{nucl}}(t)} = \frac{\Delta N(t)}{N(t)} \quad (E-4)$$

Calculer la puissance nucléaire revient à étudier l'évolution temporelle de la population de neutrons dans le cœur. Les équations de la cinétique ponctuelle, qui reposent sur l'équation fondamentale de la neutronique à savoir l'équation du transport des neutrons (aussi appelée équation de Boltzmann), nous permettent de connaître l'évolution de la population neutronique.

La cinétique point gouverne l'évolution temporelle de la population neutronique, mais la résolution de l'équation de Boltzmann est complexe, car elle dépend de nombreux paramètres couplés. On suppose ainsi l'approximation dite de la diffusion, qui permet de simplifier (sous certaines hypothèses, non détaillées [81], [85]) l'équation de Boltzmann, et qui conduit à une équation simple satisfaite par le flux de neutrons $\Phi_n(\vec{r}, t)$ (qui s'exprime en $cm^{-2}s^{-1}$). Le principe de base de la cinétique ponctuelle repose sur l'hypothèse de séparation de ce flux en deux fonctions indépendantes, l'une dépend du temps et l'autre de l'espace soit ; $\Phi_n(\vec{r}, t) = N(t)S_f(\vec{r})$. Cela revient à supposer que le flux neutronique ne peut varier qu'en amplitude, sa distribution spatiale ne changeant pas au cours du temps.

On appelle alors :

- $S_f(\vec{r})$ la fonction de forme, qui ne dépend que de l'espace (*i.e.* qui ne dépend que de la géométrie du réacteur).
- $N(t)$ la fonction d'amplitude, représentant l'évolution de la population neutronique totale dans le réacteur, et dépendant uniquement du temps ;

L'évolution de la population neutronique $N(t)$ est donnée (en l'absence de source externe) par le système d'équations ci-dessous, appelées équations de la cinétique ponctuelle (ou de Nordheim).

$$\begin{cases} \frac{dN(t)}{dt} = \frac{\rho(t) - \beta}{\Lambda} N(t) + \sum_{i=8 \text{ groupes}} \lambda_{i} C_i(t) \\ \frac{dC_i(t)}{dt} = \frac{\beta_i}{\Lambda} N(t) - \lambda_i C_i(t) \end{cases} \quad (E-5)$$

La nomenclature utilisée dans l'équation (E-5) est détaillée au début de l'annexe en Tableau E-1.

Pour des raisons pratiques, la puissance équivalente sur un crayon représentatif est utilisée dans Matlab, sachant que :

$$W_{th_{tot}} = P_{crayon_{tot}} N_{crayon} \quad (E-6)$$

2) **Modules thermohydraulique et thermique** [37]₂,[39]₂,[41]₂,[78]₂,[79]₂ **et** [86]

Pour calculer l'échauffement des matériaux et des fluides dans le cœur, il est nécessaire de déterminer les évolutions temporelles des températures de la gaine, du combustible et de l'eau dans un crayon, via la résolution de l'équation de conservation de l'énergie dans les différents matériaux et fluides successifs (combustible, gaine et eau) du crayon représentatif. Avant d'appliquer le bilan d'énergie à chaque interface (*cf.* section suivante), il est nécessaire de déterminer les résistances thermiques correspondant à la « résistance » du matériau (solide ou fluide) au passage d'un flux de chaleur. Pour ce faire, une analogie thermique – électrique est utilisée. La Figure V-8 présente, dans chaque épaisseur (combustible, gaine, caloporteur), les résistances thermiques caractéristiques de conduction (différence de température, sans déplacement global de matière) et/ou de convection (fluide en déplacement sur une paroi), c'est-à-dire les différents transferts thermiques considérés. On suppose que les propriétés physiques des matériaux sont indépendantes de la température, et donc que les valeurs de résistance sont

constantes. Cette hypothèse est réaliste car les transitoires étudiés restent proches du point de fonctionnement nominal.

• **Détermination des résistances thermiques pour un crayon combustible représentatif :**

Les résistances thermiques totales, conformément à la Figure V-8, sont données ci-dessous.

$$\begin{aligned} R_1 &= R_c + R_{jeu} + R_{g0} \\ R_2 &= R_{g1} + R_{coeur} \end{aligned} \quad (E-7)$$

Le détail des résistances thermiques dans chaque milieu est décrit ci-après. Une partie des informations a déjà été mentionné dans le Chapitre V, section V.3.1.1.

- Conduction dans le combustible :

$$R_c = \frac{\ln\left(\frac{r_{extc}}{r_{moyc}}\right)}{2\pi \cdot \lambda_c \cdot H_c} \quad (E-8)$$

- Echange dans le jeu pastille - gaine par convection, conduction et rayonnement :

$$R_{jeu} = \frac{1}{h_{jeu} \cdot 2\pi \cdot r_{extc} \cdot H_c} \quad (E-9)$$

Dans l'élément combustible cylindrique des REP, l'interface combustible – gaine présente une résistance thermique dont il faut tenir compte pour évaluer les transferts de chaleur dans le cœur. Initialement, à la fabrication, le jeu pastille-gaine existe, celui-ci permet d'introduire les pastilles dans le tube gaine. Au cours de l'irradiation, ce jeu évolue du fait de la fissuration du combustible et des différents phénomènes thermomécaniques (dont l'IPG). Même si le jeu est rattrapé au fil des cycles d'irradiation, il n'en demeure pas moins qu'une résistance thermique de contact existe entre l'interface pastille et la gaine composée de gaz de fission. Pour prendre en compte de manière globale l'ensemble des évolutions, on appelle le coefficient d'échange thermique global h_{jeu} qui dépend de différents mécanismes, résultat de procédés de transfert de chaleur à une interface. A jeu ouvert, le coefficient dépend de la conduction et du rayonnement, tandis qu'à jeu fermé, le coefficient découle de la résistance de contact. Une fois le jeu rattrapé (après 2 cycles d'irradiation), le jeu est composé d'Hélium majoritairement dans un REP. L'ordre de grandeur de ce coefficient, en première approche, est précisé dans le

Tableau E-3, récapitulatif des grandeurs du modèle.

- Conduction dans la gaine :

$$R_{g0} = \frac{\ln\left(\frac{r_{moyg}}{r_{intg}}\right)}{2\pi \cdot \lambda_g \cdot H_g} \text{ et } R_{g1} = \frac{\ln\left(\frac{r_{extg}}{r_{moyg}}\right)}{2\pi \cdot \lambda_g \cdot H_g} \quad (E-10)$$

- Convection du caloporteur sur la gaine :

$$R_{eau} = \frac{1}{h_{eau} \cdot 2\pi \cdot r_{extg} \cdot H_g} \quad (E-11)$$

Le coefficient d'échange global h_{eau} est déterminé à l'aide d'une corrélation sur le nombre de Nusselt dépendant de l'écoulement dans le cœur, explicitée sur l'équation (E-12). Normalement, ce coefficient

est recalculé à chaque pas de temps, sauf que nous supposons le débit dans le circuit primaire constant et les grandeurs indépendantes de la température en raison de la proximité du point de fonctionnement nominal. En première approche, le coefficient est alors fixé. La corrélation de Dittus-Boelter [82], utilisée notamment dans CATHARE, est donnée ci-dessous. Elle dépend du nombre de Reynolds et du nombre de Prandtl.

$$\begin{cases} Nu = 0,023Re^{0,8}Pr^{0,4} \\ h_{eau} = \frac{\lambda_{eau} * Nu}{Dh_{canal}} \end{cases} \quad (E-12)$$

La corrélation est adaptée à la modélisation d'un écoulement turbulent le long d'un faisceau de crayons combustibles et les conditions sur le domaine de validité sont respectées.

$$\begin{cases} 0,6 \leq Pr \leq 160 \\ Re > 10000 \\ \frac{L}{D} > 10 \end{cases} \text{ avec } Re = \frac{\rho_{eau} * v * Dh_{canal}}{\mu_{eau}} \text{ et } Pr = \frac{\mu_{eau} * c_{p_{eau}}}{\lambda_{eau}} \quad (E-13)$$

Par ailleurs, les capacités thermiques massiques c_p sont dans un premier temps considérées constantes, mais en réalité, elles dépendent de la température et de la pression du matériau/fluide. Néanmoins, les plages de variation de températures sont faibles en raison des faibles amplitudes de puissance considérées lors des transitoires d'intérêt. De même, on ne prend pas non plus en compte l'évolution de la géométrie du combustible (gonflement de la pastille, diminution du jeu, déformation de la pastille, ...) et de la gaine (hormis dans le coefficient d'échange global du jeu) en fonction de l'irradiation / avancement dans un cycle (burn-up). Cette approximation est pertinente dans la mesure où la modélisation souhaitée ne cherche pas une précision extrême en plus du fait que les transitoires d'intérêt sont courts et sur des amplitudes restreintes. Toutefois, ces effets pourraient être pris en compte par la suite, car cela suppose de toujours considérer un combustible neuf et un régime établi.

- **Bilans d'énergie dans le cœur :**

Ce paragraphe présente la résolution de l'équation de conservation de l'énergie ou bilan d'enthalpie dans les différents matériaux et fluides successifs (combustible, gaine et eau) du crayon représentatif. De manière générale un bilan enthalpique sur le milieu i , sans changement d'état, se présente comme suit.

$$(\rho c_p V)_i \frac{dT_i}{dt} = P_{produite} - P_{entrante} - P_{sortante} \quad (E-14)$$

Dans chaque cas, le volume de « contrôle », sur lequel le bilan d'énergie est appliqué, est précisé.

- Combustible :

$$(\rho c_p V)_c \frac{dT_c}{dt} = P_{produite\ crayon} - P_{cond\ c \rightarrow g} \quad (E-15)$$

Avec $V_c = \pi \cdot r_{ext_c}^2 \cdot H_c$ la zone fissile dans le crayon combustible représentatif.

D'où :

$$(\rho c_p V)_c \frac{dT_c}{dt} = +W_{th_{tot}}(t) - \frac{T_c - T_g}{R_1} \quad (E-16)$$

- Gaine :

$$(\rho c_p V)_g \frac{dT_g}{dt} = P_{cond\ c \rightarrow g} - P_{conv\ g \rightarrow cal} \quad (E-17)$$

Avec $V_g = \pi \left[r_{ext_g}^2 - (r_{ext_c} + e_{jeu})^2 \right] H_g$ le volume associé à la surface d'échange entre la gaine et le combustible. Il représente la totalité du Zircaloy d'un crayon combustible.

D'où :

$$(\rho c_p V)_g \frac{dT_g}{dt} = + \frac{T_c - T_g}{R_1} - \frac{T_g - T_m}{R_2} \quad (E-18)$$

- Caloporteur eau :

$$\rho_{eau} C_{p\ eau} V_{canal} \frac{dT_m}{dt} = P_{conv\ g \rightarrow cal} + P_{in} - P_{out} \quad (E-19)$$

Avec $V_{canal} = \left(\frac{l_{ass}^2}{n} - \pi r_{ext_g}^2 \right) H_g$ correspondant au volume d'eau autour d'un crayon combustible dans le cœur, ce qui est équivalent au canal hydraulique compris entre 4 crayons avoisinants, comme le montre la Figure E-1 : Volume V_{canal} d'un canal combustible.

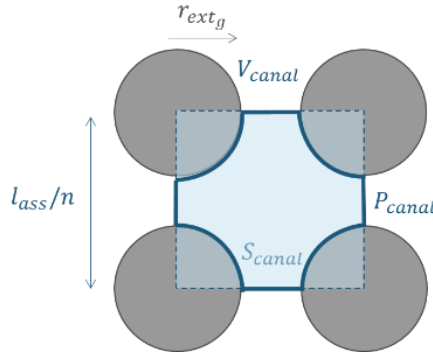


Figure E-1 : Volume V_{canal} d'un canal combustible

D'où :

$$\rho_{eau} C_{p\ eau} V_{canal} \frac{dT_m}{dt} = + \frac{T_g - T_m}{R_2} + \rho_{eau} C_{p\ eau} Q_{v\ canal} (T_{e\ coeur} - T_{s\ coeur}) \quad (E-20)$$

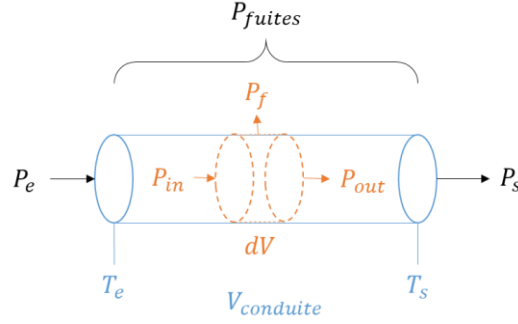
Avec $Q_{v\ canal} = \frac{Q_v}{N_{tubes}}$.

D'où,

$$\frac{dT_m}{dt} = \frac{1}{\rho_{eau} C_{p\ eau} V_{canal}} \frac{T_g - T_m}{R_2} + \frac{Q_{v\ canal}}{V_{canal}} (T_{e\ coeur} - T_{s\ coeur}) \quad (E-21)$$

• **Transport de la chaleur dans le circuit primaire :**

Une seule boucle équivalente du circuit primaire est considérée au lieu des quatre normalement. Le paragraphe ci-dessous démontre comment est déterminée l'évolution de la puissance et des températures dans le GV en fonction de la puissance et des températures dans le cœur, à savoir une équation différentielle du 1^{er} ordre avec pour constante de temps (*i.e.* retard), le temps de transit entre l'entrée et la sortie de la branche. La Figure E-2 présente les différentes puissances qui interviennent dans le calcul des bilans d'énergie sur une conduite simple et cylindrique du circuit primaire.


Figure E-2 : Schématisation d'une conduite du circuit primaire

D'après la conservation du débit dans la conduite, on effectue un bilan de masse sur un tube de courant.

$$\frac{D\dot{M}}{Dt} = 0 \quad (\text{E-22})$$

En tenant compte de la géométrie quelconque du volume de contrôle du fluide considéré, on en déduit l'équation ci-dessous, qui relie la vitesse d'une particule fluide \vec{v} et la masse volumique ρ_{eau} de l'eau, et qui dérive de la conservation du débit massique.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho_{eau} \vec{v}) = 0 \quad (\text{E-23})$$

Par ailleurs, l'écoulement du primaire est incompressible et stationnaire, ce qui implique que la masse volumique est indépendante du temps et de l'espace, on en déduit alors l'équation de continuité.

$$\text{div} \vec{v} = 0 \quad (\text{E-24})$$

Le caractère conservatif du vecteur vitesse assure que le débit volumique Q_v (en $m^3 \cdot s^{-1}$) se conserve le long de la conduite.

$$Q_v = v_{coeur} S_{coeur} = v_{GV} S_{GV} \quad (\text{E-25})$$

Une fois la conservation du débit démontrée, on applique le bilan d'enthalpie sur une portion de conduite, sachant que les fuites thermiques le long de la conduite sont très petites et sont considérées proportionnelles (coefficient α) à la puissance en entrée de conduite telle que $P_f = \alpha P_{in}$ (ou négligeables si précisé).

$$\frac{dh_s}{dt} = \rho_{eau} c_{p_{eau}} dV \frac{dT_s}{dt} = P_{in} - P_{out} - P_f \quad (\text{E-26})$$

Or :

$$\int_0^V (P_{in} - P_{out}) dV = P_e - P_s + Q_m c_p [(T_e - T_1) - (T_1 - T_2) + \dots + (T_{n-2} - T_{n-1}) - (T_{n-1} - T_s)] \quad (\text{E-27})$$

Ce qui donne sur la conduite après intégration :

$$\rho_{eau} c_{p_{eau}} V_{conduite} \frac{dT_s}{dt} = -\alpha P_e + Q_m c_{p_{eau}} (T_e - T_s) \quad (\text{E-28})$$

On obtient alors une équation différentielle du 1^{er} ordre avec pour constante de temps (*i.e.* retard), le temps de transit entre l'entrée et la sortie de la conduite.

$$\frac{dT_s}{dt} + \frac{T_s}{\tau} = \frac{T_e}{\tau} - \frac{\alpha P_e}{\rho_{eau} c_{p_{eau}} V_{conduite}} \quad (E-29)$$

Avec :

$$\tau = \frac{V_{conduite}}{Q_v} \quad (E-30)$$

L'équation (E-29) est appliquée sur la branche chaude et la branche froide du circuit primaire. Par exemple, pour la branche chaude, l'évolution de la température en entrée du GV est régie par l'équation (V-12). De même pour la branche froide avec l'équation (V-13).

Par ailleurs, les fuites sont négligées dans la suite, cette hypothèse est valide car elles sont négligeables dans un REP (< 1%) pour les phénomènes que l'on souhaite observer [79].

4) Caractéristiques du modèle REP 1300 MW

Les tableaux suivants indiquent les valeurs des paramètres retenus pour la modélisation du REP 1300 MW, ainsi que l'état initial du modèle.

Tableau E-2 : Paramètres de la géométrie du REP 1300 MW [39]

Assemblage	
$l_{ass} (mm)$	214
n_{ass}	193
$n_{crayons}$	264
n_{tubes}	$n_{crayons} + 24 + 1$
$N_{crayons}$	$n_{ass} * n_{crayons}$
N_{tubes}	$n_{ass} * n_{tubes}$
Combustible	
$r_{ext_c} (mm)$	4,096
$r_{moy_c} (mm)$	$r_{ext_c} * e^{-0,25}$
$H_c (mm)$	4267
Gaine	
$r_{int_g} (mm)$	4,264
$r_{ext_g} (mm)$	4,834
$r_{moy_g} (mm)$	$\sqrt{\frac{r_{ext_g}^2 + r_{int_g}^2}{2}}$
$H_g (mm)$	4488
Circuit primaire	
$\tau_{chaud} (s)$	8*
$\tau_{froid} (s)$	8*
α	0

* Ce temps de retard a été recalé par rapport au simulateur C-PWR-1300.

Tableau E-3 : Paramètres thermohydrauliques du REP 1300 MW

Caloporteur eau à $T_m = 300^\circ\text{C}$		
ρ_{eau} (kg/m ³)	726	Issues de la bibliothèque CATHARE
$c_{p_{eau}}$ (kJ/kg/K)	5,46	
λ_{eau} (W/m/K)	0,56	
μ_{eau} (Pa.s)	$8,85 \cdot 10^{-5}$	
Dh_{canal} (mm)	11,2	$Dh_{canal} = 4 \frac{l_{ass}^2 - n_{tubes} \pi r_{extg}^2}{\frac{n_{tubes}}{2\pi r_{extg}}}$
Q_v (m ³ /s)	29,5	Recalage par rapport au débit PWR-C-1300
Re	521090	
Pr	0,8629	
Nu	812	
h_{eau}	40604	D'après la corrélation de Dittus-Boelter
Gaine en Zircaloy 4 à $T_g = 350^\circ\text{C}$		
ρ_g (kg/m ³)	6506	[87] (p. 227-228) & [88]
c_{p_g} (J/kg/K)	317	
λ_g (W/m/K)	13,57	
h_{jeu} (W/m ² /K)	2300	Recalage par rapport au débit PWR-C-1300
Combustible en UO ₂ à $T_c = 850^\circ\text{C}$		
ρ_c (kg/m ³)	10740	[89] (p. 223)
c_{p_c} (J/kg/K)	235,5	
λ_c (W/m/K)	3,05	[90] (p.6) Feith à $T_c = 1200^\circ\text{C}$

Tableau E-4 : Paramètres neutroniques pour 8 groupes*

	1	2	3	4	5	6	7	8
β_i (pcm)	18,27	93,06	53,46	120,69	207,18	70,38	58,59	22,86
λ_{bda_i} (s ⁻¹)	0,0125	0,0283	0,0425	0,133	0,292	0,667	1,635	3,555
β (pcm)	644,49							
Λ (s)	$2,96 \cdot 10^{-5}$							
α_{T_m} (pcm/°C)	-15							
α_{Dop} (pcm/°C)	-2,5							

* Données représentatives pour un REP 1300 MW

Tableau E-5 : Caractéristiques du modèle initial pour 100%Pn

Températures	
T_{c_i} (°C)	856
T_{g_i} (°C)	333
T_{m_i} (°C)	307
$T_{e_{coeur_i}}$ (°C), $T_{s_{GV_i}}$ (°C)	290
$T_{s_{coeur_i}}$ (°C), $T_{e_{GV_i}}$ (°C)	323
Puissances	
P_{GV_i} (MW)	3892